

## 第 11 章

### 改良計画の経済・財務評価

## 第 11 章 改良計画の経済・財務評価

## 11.1 投資コストと投資計画

## (1) 投資コスト

第 8 章で策定した配電網改良計画および第 10 章のフィージビリティ設計の結果から、各計画設備 (66 kV 設備、20 kV 配電設備および低圧配電設備) のサブ・プロジェクトに必要な資機材の数量を求めた。各サブ・プロジェクトの概略建設費は所要数量と標準単価を基に積算した。

シリアにおける最近の配電設備建設の契約金額および調査団所有の各種データを参考にして、標準単価を作成した。建設コスト積算に使用した標準単価を、66 kV 設備については付録 11-1 に、20 kV および低圧配電設備については付録 11-2 にそれぞれ示す。

従来のシリアの配電設備建設は主要設備機材のみを輸入調達し、据付け工事および関連土木工事は現地の業者に発注する形態をとっている。本改良計画の建設費も上記の方法により算出した。しかし、改良計画の実施に際しては、建設費以外に以下のような費用が必要となる。(財務評価に用いる)

- |                              |   |
|------------------------------|---|
| (a) コンサルタントサービス又はエンジニアリング費用: | 外貨分の約 5% 程度   |
| (b) 予備費:                     |   |
| - 物理的予備費                     | 外貨・現地貨分とも 5%  |
| - 価格予備費                      | 外貨分:インフレーション年 2.5% <sup>1</sup><br>現地貨分:インフレーション年 8% <sup>2</sup> |
| (c) 輸入資機材にかかる関税:             | 加重平均関税率より CIF 価格の 23% <sup>3</sup>                                |
| (d) 建設期間中金利:                 | 外貨分年 4%、内貨分年 8%   |

この様に、実際に必要となる費用も加えた配電網改良計画の総建設費は表 11.1-1 に示す通りであり、その概要を表 11.1-2 に示す。また、総建設費の詳細を、66 kV 設備は付録 11-3 に、20 kV および低圧配電設備は付録 11-4 に示す。

<sup>1</sup> 国際価格のインフレーションについて 1999 年は 1.4%、2000 年以降は年 2.5%と推定

<sup>2</sup> シリアの過去数年のインフレーション(2.2.1 節参照)より推定

<sup>3</sup> 高圧変圧器: 8%、高圧機器(開閉器、避雷器、コンデンサー、等): 28%、高圧ケーブル: 29%、低圧変圧器: 10%、低圧機器: 32%、鉄塔: 49% (出典: PEDEEE 及びシリア関税表 1995 年版)

表11.1-2 配電網改良計画の総建設費(含据付工事・土木工事) (単位:1,000xUS\$)

	設備	外貨分	現地貨分	合計
1.	66 kV 配電設備	158,274	40,406	198,680
2.	20 kV 配電設備	72,426	39,971	112,397
3.	20/0.4kV 配電用変圧器	63,773	40,835	104,608
4.	低圧配電線	41,417	18,944	60,361
	小計	335,890	140,156	476,046
5.	コンサルタントサービス	16,500		16,500
6.	予備費 - 物理的	16,795	7,008	23,803
	- 價格的	46,883	20,243	67,126
7.	関税および税金		91,900	91,900
	建設費合計	416,068	259,307	675,375
8.	建設期間中金利	25,355	32,922	58,277
	総計	441,423	292,229	733,652

## (2) 投資計画

第 10.5 節で述べた施工工程を考慮にいれて作成した、本改良計画実施のための投資計画は表 11.1-3 に示す通りである。

この表からも分かるように、投資計画を作成するにあたっては全体の改良計画を以下の 3 期に分けて実施する事を考慮した。すなわち、(1)2002 年の完成を目標として緊急に実施すべき緊急実施案件、(2) 2005 年の需要に対応する為に整備すべき中期的案件、そして(3)2010 年の需要に対応するために整備すべき長期的案件の 3 期である。66 kV 設備の建設工事は、一般的に業者の選定から製造、運搬、据付け、竣工まで約 3 年～4 年かかる事を想定した。一方、20 kV および低圧設備の建設は、上記の 3 期分けにて資金の調達をするが、資機材の調達・据付工事は各年度毎に完成させ、運転に入るものと考えた。

## 11.2 便益

改良計画の実施による便益は、以下の 4 点が考えられる。

- (a) 販売電力量の増加
- (b) 技術的損失の減少
- (c) 非技術的損失の減少
- (d) 信頼度向上による供給支障量の低減

プロジェクトを実施した場合 (With Project) と、プロジェクトを実施しない場合 (Without Project) の 2 通りのケースを想定し、それぞれの販売電力量、損失、供給支障量の推移を年度別に作成し、それぞれの年度における “With Project” と “Without Project” の差を改良計画実施による純便益とする。

## (1) プロジェクトを実施した場合(With Project)の仮定

- (a) 配電設備の拡充により電力需要予測で想定した販売電力消費量を、安全に確実に供給可能である。
- (b) 技術的ロス、非技術的ロス双方とも第 4 章 4.2.1 節(4)で予測した通り以下のように減少する。

表 11.2-1 技術的ロスと非技術的ロスの推移(単位:%)

		1997 年	2000 年	2010 年
ダマスカス市	技術的ロス	16.00	14.94	11.40
	非技術的ロス	12.31	10.27	3.50
ダマスカス郊外	技術的ロス	16.50	15.32	11.40
	非技術的ロス	16.18	14.06	7.00

- (c) 信頼度の向上により供給支障量が大幅に削減される。第 10.3 節でも述べたようにその大部分が 20 kV 系統で起きており、この 20 kV 系統の改良計画が進めば、供給支障時間が大幅に短縮され供給支障量は現在のレベルの 30%まで削減される。

## (2) プロジェクトを実施しない場合(Without Project)の仮定

- (a) 2010 年まで、配電設備は 1999 年の現状のままとする。したがって、電力需要の伸びには対処できず、ピーク電力が現有の設備容量に達した時点からは、設備容量以上の部分については供給が不可能となる。1998 年末現在の調査対象地域における変電所の 66/20 kV 変圧器の総容量合計は系統ピーク電力より 10%程度高いことを考慮すると(各変電所のピーク時に時間差があるため)、配電可能な最大電力は 1,300 MW と考えられる。従って、図 11.2-1 に示すように年間負荷持続曲線の内 1,300 MW 以上の部分はカットし、それ以下に相当する部分の電力量が現有設備での供給可能電力量である。
- (b) 技術的ロスは、配電線の導体サイズが同じであれば、電流の 2 乗に比例する。電流は電力量に比例するため、技術的ロスは年間の総消費電力量の増加割合の 2 乗に比例して増加すると仮定した。
- (c) 非技術的ロスは、1999 年のレベルのまま 2010 年まで推移する。
- (d) 信頼度のレベルも 1999 年のまま変わらないと仮定する。従って、2010 年まで販売電力量に対する供給支障量の割合は 1999 年と同じである。

以上の仮定に従って作成した“With Project”と“Without Project”それぞれのケースの販売電力量、ロス、供給支障量、購入電力量の年度別の流れとそれぞれの純便益を表 11.2-2 に、それを図化したものを図 11.2-2 に示す。

なお、非技術的ロスの削減に関しては、「国民経済」的観点から見た場合、何ら国民所得に影響を及ぼさないため経済評価では便益として考慮しない。従って、改良計画の実施により非技術的ロスから販売電力にシフトした電力量は、“With Project”の販売電力量および購入電力量の双方から差引くものとする。

### 11.3 経済・財務評価

#### (1) 概要

プロジェクトの経済・財務評価はプロジェクトを実施した場合 (With Project) と実施しなかった場合 (Without Project) のそれぞれのケースにおける費用 (Cost) と収入 (Revenue) の差から便益を求め、それぞれの便益の差を純便益 (Incremental Benefit) として分析評価する。

ここでは、ダマスカス市および郊外配電会社それぞれの配電設備に対して 1999 年から 2010 年に計画される改良計画のための投資費用と、それによる収入増加に基づいて純便益を求め、当計画の収益性を分析し、経済内部収益率 (Economic Internal Rate of Return: EIRR) および財務内部収益率 (Financial Internal Rate of Return: FIRR) を求め、計画の効果を評価する。

更に、電力需要予測、投資金額、電力供給単価及び販売単価それぞれの変動に対する感度分析を行い、内部収益率がいかに影響を受けるかを検討する。

#### (2) 経済分析

経済分析においては経済価格 (シャドウ・プライス) を用いる。輸入財は国境価格 (Border Price、CIF 価格) を用い、現地貨分は変換係数 (Conversion Factor) を使って国境価格に変換する。電力単価については、高圧送電網出口での PEEGT よりの電力購入単価および低圧配電網出口での需要家への販売単価に対し、長期運用限界価格 (Long Run Marginal Cost: LRMC) の一手法である長期運用平均増加価格 (Long Run Average Incremental Cost: LRAIC) を適用する。<sup>4</sup>

プロジェクトの有効性を確認するため、経済内部収益率の計算は第 11.2 節で述べたように、“With Project” と “Without Project” を比較して得られた追加のコスト、収入、便益から年度ごとのキャッシュ・フローを作成し、経済内部収益率を計算する。追加の費用は (a) 1999-2010 年間の改良計画の建設コスト、(b) 追加の運転保守および管理費、および (c) PEEGT よりの高圧送電網出口での LRAIC による追加電力購入費よりなる。収入の追加分は販売電力量の追加分である。これらの追加コストと追加収入から純便益が得られる。

経済内部収益率の計算に用いた条件は以下の通りである。

- (i) 全ての価格は1999年中期価格とする。
- (ii) プロジェクトの経済寿命は25年とする。
- (iii) 輸入財 (機器、材料) は国境価格 (Boarder Price、CIF価格) とする。関税及び税金は除く。

<sup>4</sup> LRMC とは系統の長期間の運用において系統拡張計画の経済的最適選択を選ぶとき、系統需要の少量の増加 (たとえば 1 kWh) に対する限界価格のことをいう。系統拡張の長期計画の最適化を策定するときの有力な道具として、限界価格は最小価格計画の限界で計画評価を行うのに適している。LRAIC は割引率で現在価値に換算した系統拡張のための全投資額及び関連コストを同じく割引率で現在価値に換算した増加 kWh で割った 1 kWh あたりの増加価格である。

(iv) 現地貨コスト(機器、材料および労働コスト)に対する変換係数は以下の通り。

- 機器、材料: 0.8
- 労働コスト: 0.8
- 標準変換係数: 0.8

(v) 割引率(Discount Rate)は 9%とする。

(vi) PEEGT よりの電力購入単価及び需要家への電力販売単価は LRAIC を用い、以下の通りとする。これら LRAIC の計算根拠を表 11.3-1 に示す。

- PEEGT よりの購入単価 US¢ 4.71 /kWh
- 需要家へ販売単価(加重平均) US¢ 8.02 /kWh

以上の条件に基づいて計算した結果、経済内部収益率は約 26%となった。したがって、本開発計画の経済的収益性は十分高く評価することができる。詳細な計算結果は表 11.3-2 に示す。

### (3) 財務分析

財務分析には財務価格を用いる。実際のプロジェクト価格には第 11.1 節で述べたように基本コスト価格のほかに物理的予備費、价格的予備費、輸入関税等が含まれる。電力購入単価は、PEEGT と PEDEEE 間で決められた 1997 年の実際の高圧送電線出口での単価 SP 0.6385/kWh を採用する。消費者への電力販売価格は第 3 章の表 3.2-8 に示す料金表を適用する。ダマスカス市および郊外の 2 配電会社における 1997 年の電力販売料金の加重平均単価は SP 0.868/kWh であった。

以上に基づいてキャッシュフローを作成した結果を、表 11.3-3 に示す。この表からも分かるように、割引率 9%での総便益の現在価値(B)は、総費用の現在価値(C)を下回る結果となった。その原因は、国際的な電力販売単価と比較して、シリアの販売単価があまりにも安いことにある。

財務価格に基づく LRAIC、即ち全コストの現在価値を全販売電力量の現在価値で除したものは SP 1.586 /kWh である。従って、購入電力単価はそのままとして電力販売価格を加重平均単価で SP 1.586 /kWh とすると、総便益の現在価値(B)と総費用の現在価値(C)が等しくなり、その時の財務内部収益率は 9%となる。詳細な計算結果は表 11.3-4 に示す。

## 11.4 感度分析

本改良計画の経済内部収益率が、評価条件の変化によっていかに影響を受けるかを検討する。

ここでは、以下に示す 4 ケースの評価条件の変化について検討を行った。即ち、(a)投資価格が 10%上昇する場合、(b)全販売電力量が 2010 年において 10%減少する場合、(c)電力供給価格(LRAIC)が 20%

<sup>5</sup> LRAIC の計算に際し、下記の報告書を参考とした。

- 1) ESSP 送電マスタープラン、テクニカルレポート No.3「発電拡張計画」(1997 年 3 月)、No.4「送電拡張計画」(1997 年 4 月)
- 2) 「電力効率の検討」(Electric Power Efficiency Study)、UNDP/世界銀行、1988 年 9 月

上昇する場合、(d)販売電力価格(LRAIC)が20%減少する場合を想定して分析した。詳細な計算結果は付録11-5に示すが、その概要は下表に示す通りである。

表11.4-1 感度分析結果

	評価条件の変化	経済内部収益率
(i)	建設コストが10%上昇した場合	24.3%
(ii)	全販売電力量が2010年において10%減少した場合	23.1%
(iii)	電力購入単価(LRAIC)が20%上昇した場合	25.5%
(vi)	販売電力単価(LRAIC)が20%減少した場合	20.6%

このように、いずれの評価条件の変化に対しても、この改良計画が十分な収益性を保つことが判明した。

## 11.5 参考ケースをもとにした改良計画の経済評価

本報告書で提唱している改良計画に対する経済・財務評価は、前節で述べたように"With Project"と"Without Project"の2ケースの比較のもとに分析を行った。しかしながら、"Without Project"で想定したようなケース、すなわち調査対象地域における配電設備が1999年から一切増強・拡充されないということはありません。実際には電力需要予測のもとに電力消費量は年々増え続け、そのために必要な配電設備の増強・拡張はPEDEEEの手により実施されることになる。そこで、ここでは需要の増加に対応する必要最低限の配電設備の増強・拡充をPEDEEEの自己資金で行うとし、このケースに対しての"With Project"の経済分析を参考のため行った。この参考ケースにおける配電設備の状況は以下の如く仮定した。

- (i) 電力需要予測で想定した販売電力消費量を需要家に供給する為に必要な最低限の設備の増設をPEDEEEにより実施する。従って、販売電力量は"With Project"と変わらない。
- (ii) 技術的ロス、非技術的ロスおよび信頼度は、1999年のレベルのまま2010年まで推移するものと仮定する。すなわち、ロス率、供給支障率は1999年から一定で変わらない。
- (iii) この参考ケースから本報告書で提案している改良計画を実現するまでに必要な建設コストは、第12章「資金計画」の中の国際融資機関から融資を受けるべき費用に相当する。

この参考ケースに対する"With Project"の便益は第11.2節で述べた便益と同様であり、表11.5-1及び図11.5-1に示す通りである。その他の経済分析を行うにあたっての諸条件は、第11.3節の述べた通りである。

この参考ケースを基に、全体の改良計画"With Project"の経済分析の結果、経済内部収益率(EIRR)は表11.5-2に示す通り17.9%となり、全体の改良計画の内需要の伸びに応じた設備拡張は含まず既存配電設備の改修工事だけを対象とした場合でも、本計画は高い収益性を有することが判明した。

表11.1-1 建設費の概要

項目	(単位: US\$ 1,000)		
	FC (US\$)	LC (US\$)	Total (US\$)
1. 66 kV 設備の改良計画			
(a) 66/20 kV変電所の建設	77,639	19,408	97,047
(b) 変圧器容量に増強	33,178	7,768	40,946
(c) 20 kV機器開閉器盤の取替え	29,106	6,815	35,921
(d) 66 kV 系統の補強	12,334	5,006	17,340
(e) キャパシタの設置	3,888	910	4,798
(f) 66 kV遮断器の取替え	2,129	499	2,628
小計	158,274	40,406	198,680
2. 20 kV配電設備の改良計画			
(a) 20 kV フィーダーの新設、補強、取替え			
ダマスカス市	18,509	15,864	34,373
ダマスカス郊外	19,861	11,202	31,063
(b) 20 kV系統構成の改良 (自動事故捜査装置の設置)			
ダマスカス市	17,326	6,553	23,879
ダマスカス郊外	16,730	6,352	23,082
小計	72,426	39,971	112,397
3. 20/0.4 kV 配電用変圧器の増強			
ダマスカス市	29,334	20,089	49,423
ダマスカス郊外	34,439	20,746	55,185
小計	63,773	40,835	104,608
4. 低圧配電設備の改良計画			
(a) 0.4 kVフィーダーの新設、補強			
ダマスカス市	11,374	5,197	16,571
ダマスカス郊外	15,809	6,686	22,495
(b) メーターおよびメーター収納箱			
ダマスカス市	5,152	2,416	7,568
ダマスカス郊外	8,448	3,963	12,411
(c) その他			
ダマスカス市	261	299	560
ダマスカス郊外	373	383	756
小計	41,417	18,944	60,361
合計	335,890	140,156	476,046
コンサルタントサービス	16,500		16,500
予備費			
物理的	16,795	7,008	23,803
価格的	46,883	20,243	67,126
関税および税金		91,900	
総プロジェクト建設費	416,068	259,307	675,375
建設期間中金利	25,355	32,922	58,277
所要資金合計	441,423	292,229	733,652







表 11.2-2 改良計画による便益

		Damascus City - Rural (With Project)											
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total Sale		4,244,580	4,573,070	4,963,380	5,387,051	5,847,035	6,346,633	6,889,467	7,479,513	8,121,140	8,819,147	9,578,807	10,404,345
Growth		7.72	7.74	8.53	8.54	8.54	8.54	8.55	8.56	8.58	8.59	8.61	8.62
Distribution Loss (MWh)		1,889,658	1,727,883	1,777,947	1,826,742	1,873,852	1,918,822	1,961,130	2,000,183	2,035,203	2,065,718	2,094,551	2,106,648
Technical Loss (MWh)		920,682	954,101	995,660	1,038,523	1,083,084	1,128,141	1,174,883	1,222,889	1,272,124	1,322,551	1,374,095	1,426,481
Non-technical Loss (MWh)		768,976	773,781	782,247	786,219	791,168	790,681	786,247	777,293	763,175	743,167	716,456	682,167
Total Loss in %		28.47	27.42	26.37	25.32	24.27	23.21	22.16	21.10	20.04	18.98	17.91	16.85
Technical Loss in %		15.51	15.14	14.77	14.40	14.02	13.65	13.27	12.89	12.53	12.15	11.78	11.40
Non-technical Loss in %		12.96	12.28	11.60	10.93	10.25	9.57	8.88	8.20	7.51	6.83	6.14	5.45
Total Consumption		5,934,237	6,300,953	6,741,327	7,213,793	7,720,888	8,265,455	8,850,597	9,479,696	10,156,443	10,884,865	11,669,557	12,458,998
Interrupted Power Supply (MWh)		71,873	77,004	78,244	78,773	78,757	78,101	76,699	74,431	71,162	66,738	60,986	53,999
% to the Demand		1.68	1.68	1.58	1.46	1.35	1.23	1.11	1.00	0.88	0.76	0.64	0.52
Actual Energy Sale (Total sale - Interrupted power supply)		4,172,107	4,496,066	4,863,136	5,308,278	5,768,278	6,268,532	6,812,768	7,405,081	8,049,978	8,752,409	9,517,821	10,350,346
Actual Energy Received from PEEGT		5,862,764	6,232,949	6,683,083	7,135,019	7,642,131	8,187,334	8,773,898	9,405,264	10,085,281	10,818,127	11,608,372	12,458,998
Total Energy Received from PEEGT (excl. non-Tech. Loss)		5,093,788	5,450,167	5,880,796	6,346,401	6,850,963	7,396,674	7,987,651	8,627,971	9,322,105	10,074,960	10,891,916	11,776,827
Peak Load (MW)		1,042	1,107	1,184	1,267	1,356	1,452	1,554	1,665	1,784	1,912	2,049	2,194
Load Factor		0.65	0.650	0.65	0.65	0.65	0.65	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650
Sales Energy shifted from Non-tech. Losses		42,714	91,274	146,566	209,327	280,381	360,639	451,113	552,927	667,325	795,684	939,303	1,087,524
Net Energy Sale excl. energy shifted from non-tech. Losses.		4,453,351	4,793,862	5,161,712	5,558,951	5,988,151	6,452,128	6,953,964	7,497,051	8,085,084	8,722,127	9,411,043	10,157,821
Net Energy received from PEEGT		5,407,453	5,789,522	6,200,235	6,641,635	7,116,292	7,627,011	8,176,657	8,769,179	9,407,634	10,096,222	10,837,524	11,637,524
		Damascus City - Rural (Without Project)											
Total Sale by Demand Forecast		4,244,580	4,573,070	4,963,380	5,387,051	5,847,035	6,346,633	6,889,467	7,479,513	8,121,140	8,819,147	9,578,807	10,404,345
Growth		7.72	7.74	8.53	8.54	8.54	8.54	8.55	8.56	8.58	8.59	8.61	8.62
Total Consumption in Demand Forecast		5,934,237	6,300,953	6,741,327	7,213,793	7,720,888	8,265,455	8,850,597	9,479,696	10,156,443	10,884,865	11,669,557	12,458,998
Unused Energy (over 1500MW)						341	5,825	33,626	120,900	301,096	619,290	1,082,043	1,675,026
Available Energy		6,300,953	6,741,327	7,213,793	7,720,888	8,265,455	8,850,597	9,479,696	10,156,443	10,884,865	11,669,557	12,458,998	13,134,024
Distribution Loss (MWh)		1,889,658	1,854,556	1,888,813	1,925,960	1,965,089	2,005,089	2,046,976	2,089,134	2,131,372	2,174,458	2,218,327	2,262,987
Technical Loss (MWh)		920,682	1,008,060	1,108,155	1,206,575	1,309,638	1,417,394	1,529,969	1,647,194	1,773,172	1,907,008	2,048,798	2,199,546
Non-technical Loss (MWh)		768,976	816,496	873,561	934,784	1,000,451	1,070,307	1,142,529	1,217,760	1,297,086	1,380,243	1,467,319	1,558,416
Technical Loss in %		15.51	16.47	17.62	18.86	20.19	22.10	23.00	24.32	25.48	26.38	27.05	27.56
Non-technical Loss in %		12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96
Total Consumption		5,934,237	6,300,953	6,741,327	7,213,793	7,720,888	8,265,455	8,850,597	9,479,696	10,156,443	10,884,865	11,669,557	12,458,998
Total Energy sales		4,244,580	4,446,396	4,679,612	4,918,433	5,161,458	5,413,655	5,680,511	5,961,662	6,257,002	6,566,899	6,890,002	7,227,476
Interrupted Power Supply (MWh)		71,873	74,871	78,798	82,820	86,912	90,317	95,080	98,437	102,158	104,854	106,944	108,550
% to the Demand		1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
Actual Energy Sale (Total sale - Interrupted power supply)		4,172,107	4,371,525	4,600,813	4,835,613	5,074,546	5,273,338	5,551,431	5,770,825	5,964,740	6,122,148	6,244,144	6,337,926
Actual Energy Received from PEEGT		5,862,764	6,226,081	6,662,529	7,130,973	7,633,635	8,169,314	8,721,891	9,259,959	9,753,198	10,160,721	10,479,471	10,729,417
Total Energy Received from PEEGT (excl. non-Tech. Loss)		5,093,788	5,409,585	5,788,968	6,196,149	6,633,184	7,099,007	7,579,362	8,047,218	8,476,112	8,830,477	9,107,652	9,325,002
Peak Load (MW)		1,042	1,107	1,184	1,267	1,350	1,430	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
		For Economical Analysis											
Incremental Energy Sales		81,826	193,049	326,099	484,405	714,813	900,697	1,183,143	1,532,311	1,962,936	2,477,983	3,073,983	3,703,117
Incremental Energy received from PEEGT		-2,133	554	4,047	8,452	17,286	47,649	129,639	293,067	577,157	988,570	1,512,522	2,152,522
		For Financial Analysis											
Incremental Energy Sales		124,541	284,323	472,664	693,733	995,195	1,261,336	1,634,237	2,085,238	2,630,261	3,273,677	4,012,420	4,825,420
Incremental Energy received from PEEGT		-2,133	554	4,047	8,496	18,041	52,008	145,306	332,082	657,406	1,128,901	1,729,577	2,452,522

表 11.3-1 高圧送電系出口及び低圧配電系出口の LRAIC

1995-2000年の発電拡張計画 (ESSPテクニカルレポートNo.3「発電増強計画」より)

1995-2000	建設費	プラントライフ
Aleppo(5 x 200MW)	\$600/kW	25 years
Zezon GT (3 x 120 MW)	\$450/kW	20 years
Zara ST (3 x 200 MW)	\$600/kW	25 years
Jandar CC (2 x 300 MW)	\$650/kW	20 years
Other CC (2 x 330 MW)	\$650/kW	20 years
加重平均	\$602.8/kW	22.5 years
平均発電所投資価格 (US\$/kW)		602.8
減価率 (Discount Rate)		9.0%
プラントライフ		22.5 years
Annuitized capital cost		
AF: Annuity Factor= $t/1-(1+r)^{-n}$		0.105145
Where: r: discount rate: 9%; n: years: 22.5		
Annuitized capital cost =602.8*AF (\$/kW-y)		63.4
性能劣化率: 20%		0.2
発電所出口におけるLRMCC (\$/kW-y)		79.2

LRM Capacity Costs (LRMCC) (ESSPテクニカルレポートNo.2「送電増強計画」より)

	発電	送電 (高圧HV)	一次配電 (中圧MV)	二次配電 (低圧LV)
プラントライフ (years)	22.5	25	25	25
年経費化率	0.105145	0.101806	0.101806	0.101806
投資価格 (US\$/kW-year)	79.2	26.6	73	46
損失率 (%)	5.0	4.0	2.6	8.0
LRMCC (US\$/kW-year)	83.2	114.2	192.0	257.1

LRAIC (US\$/kWh)

負荷率 (%)	80.0	70.0	65.0	60.0
運転時間/年 (hrs)	7,008	6,132	5,694	5,256
資本費 (US cent)	1.19	1.69	3.04	4.23
O&M 費用 (% of Capital Cost)	3.0%	1.5%	2.0%	2.0%
O&M 費用 (US cent)	0.26	0.33	0.59	0.81
燃料費 (US cent/kWh)				
HFO	0.65			
NG	1.11			
DO	0.83			
Total	2.58			
燃料費 (US\$/kWh)	2.58	2.69	2.76	2.98
LRAIC (US\$/kWh)	4.03	4.71	6.40	8.02

- Note: (1) 発電所タイプ別発電電力量の割合: 80% (ST及びCC), 20% (GT)  
(2) 燃料消費量: HFO (80% x 0.38), NG (80% x 0.62), DO (20%)  
(3) 燃料コスト: HFO (US\$80/ton), NG (US\$22/mmBTU), DO (US\$160/ton)  
(4) 熱量: HFO (9600kcal/kg), NG (9100kcal/Nm<sup>3</sup>), DO (10200kcal/kg)  
(5) 熱消費率: ST及びCC (加重平均 2557kcal/kWh), GT (2646kcal/kWh)

表11.3-2 經濟內部收益率 (EIRR)

(Base Case)

年	建設費 (千US\$)	追加運轉保守費 (千US\$)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (千US\$)	追加總費用 (千US\$)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力收入 (千US\$)	稅優益 (千US\$)
1999	25,533	0	0	0	25,533	0	0	-25,533
2000	62,532	511	-2,133	-100	62,942	81,826	6,562	-56,380
2001	56,489	1,761	554	26	58,276	193,049	15,483	-42,794
2002	44,658	2,891	4,047	191	47,740	326,099	26,153	-21,587
2003	33,061	3,784	8,452	398	37,243	484,405	38,849	1,606
2004	40,728	4,445	17,286	814	45,988	714,813	57,328	11,340
2005	49,419	5,260	47,649	2,244	56,923	900,697	72,236	15,313
2006	41,119	6,248	129,639	6,106	53,473	1,183,143	94,888	41,415
2007	28,782	7,071	293,067	13,803	49,656	1,532,311	122,891	73,235
2008	27,836	7,646	577,157	27,184	62,667	1,962,936	157,427	94,761
2009	28,569	8,203	988,570	46,562	83,334	2,477,983	198,734	115,400
2010	25,790	8,775	1,512,522	71,240	105,804	3,073,117	246,464	140,660
2011	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2012	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2013	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2014	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2015	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2016	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2017	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2018	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2019	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2020	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2021	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2022	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2023	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2024	0	9,290	1,512,522	71,240	80,530	3,073,117	246,464	165,934
2025	0	8,780	1,512,522	71,240	80,019	3,073,117	246,464	166,445
2026	0	7,529	1,512,522	71,240	78,769	3,073,117	246,464	167,695
2027	0	6,399	1,361,270	64,116	70,515	2,765,805	221,818	151,303
2028	0	5,506	1,210,018	56,992	62,498	2,458,494	197,171	134,673
2029	0	4,845	1,058,765	49,868	54,713	2,151,182	172,525	117,812
2030	0	4,030	907,513	42,744	46,774	1,843,870	147,878	101,104
2031	0	3,042	756,261	35,620	38,662	1,536,559	123,232	84,570
2032	0	2,220	605,009	28,496	30,715	1,229,247	98,586	67,870
2033	0	1,644	453,757	21,372	23,016	921,935	73,939	50,923
2034	0	1,087	302,504	14,248	15,335	614,623	49,293	33,958
2035	0	516	151,252	7,124	7,640	307,312	24,646	17,007
合計	464,516	232,258	34,583,511	1,628,883	2,325,657	75,929,278	6,089,528	3,763,871
NPV(DR9%)	290,007	56,972	6,330,325	298,158	645,137	15,865,145	1,272,385	627,247
Energy purchase cost (LRAIC, USC/kWh)			4.71					
Energy sales cost (LRAIC, USC/kWh)			8.02				EIRR(%)	26.41%

表11.3-3 財務內部收益率 (FIRR)

(Base Case)

年	建設費 (SP1,000)	追加運轉保守費 (SP1,000)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (SP1,000)	追加稅費用 (SP1,000)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力收入 (SP1,000)	純便益 (SP1,000)
1999	1,551,481	0	0	0	1,551,481	0	0	-1,551,481
2000	4,005,066	31,030	-2,133	-1,362	4,034,734	124,541	108,102	-3,926,632
2001	3,896,712	111,131	554	354	4,008,197	284,323	246,792	-3,761,404
2002	3,312,998	189,065	4,047	2,584	3,504,647	422,664	366,872	-3,137,775
2003	2,629,122	255,325	8,496	5,425	2,889,872	693,733	602,160	-2,287,712
2004	3,505,489	307,908	18,041	11,519	3,824,916	995,195	863,829	-2,961,086
2005	4,602,654	378,017	52,006	33,206	5,013,877	1,261,336	1,094,840	-3,919,038
2006	4,116,246	470,070	145,306	92,778	4,679,094	1,634,257	1,418,535	-3,260,559
2007	3,077,196	552,395	332,082	212,034	3,841,626	2,085,238	1,809,987	-2,031,639
2008	3,204,386	613,939	657,406	419,754	4,238,079	2,630,261	2,283,067	-1,955,012
2009	3,548,678	678,027	1,128,901	720,803	4,947,508	3,273,677	2,841,552	-2,105,957
2010	3,593,551	749,001	1,729,577	1,104,335	5,446,886	4,012,420	3,482,781	-1,964,106
2011	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2012	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2013	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2014	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2015	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2016	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2017	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2018	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2019	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2020	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2021	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2022	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2023	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2024	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2025	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2026	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	3,482,781	1,557,574
2027	0	738,784	1,556,619	993,901	1,732,686	3,611,178	3,134,503	1,401,817
2028	0	656,697	1,383,662	883,468	1,540,165	3,209,936	2,786,224	1,246,059
2029	0	574,610	1,210,704	773,034	1,347,645	2,808,694	2,437,946	1,090,302
2030	0	492,523	1,037,746	662,601	1,155,124	2,407,452	2,089,668	934,544
2031	0	410,436	864,789	552,167	962,603	2,006,210	1,741,390	778,787
2032	0	328,349	691,831	441,734	770,083	1,604,968	1,393,112	623,030
2033	0	246,261	518,873	331,300	577,562	1,203,726	1,044,834	467,272
2034	0	164,174	345,915	220,867	385,041	802,484	696,556	311,515
2035	0	82,087	172,958	110,433	192,521	401,242	348,278	155,757
Sum	41,043,579	21,163,776	39,530,612	25,240,295	87,447,650	99,672,255	86,515,517	-932,133
NPV(DR9%)	23,956,176	4,752,256	7,230,843	4,616,893	33,325,325	21,002,519	18,230,187	-15,095,138
Energy purchase cost (SP/kWh)			0.6385					
Energy sales cost (SP/kWh)			0.868				FIRR(%)	-0.17%

表11.3-4 財務内部収益率が9%の場合の電力料金

(Alt. Case)

Sales price

SP 1.586/kWh

年	建設費 (SP1,000)	追加運転保守費 (SP1,000)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (SP1,000)	追加総費用 (SP1,000)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力収入 (SP1,000)	純便益 (SP1,000)
1999	1,551,481	0	0	0	1,551,481	0	0	-1,551,481
2000	4,005,066	31,030	-2,133	-1,362	4,034,734	124,541	197,612	-3,837,121
2001	3,896,712	111,131	554	354	4,008,197	284,323	451,142	-3,557,054
2002	3,312,998	189,065	4,047	2,584	3,504,647	422,664	670,652	-2,833,996
2003	2,629,122	255,325	8,496	5,425	2,889,872	693,733	1,100,764	-1,789,108
2004	3,505,489	307,908	18,041	11,519	3,824,916	995,195	1,579,101	-2,245,815
2005	4,602,654	378,017	52,006	33,206	5,013,877	1,261,336	2,001,394	-3,012,484
2006	4,116,246	470,070	145,306	92,778	4,679,094	1,634,257	2,593,117	-2,085,978
2007	3,077,196	552,395	332,082	212,034	3,841,626	2,085,238	3,308,700	-532,926
2008	3,204,386	613,939	657,406	419,754	4,238,079	2,630,261	4,173,501	-64,578
2009	3,548,678	678,027	1,128,901	720,803	4,947,508	3,273,677	5,194,426	246,918
2010	3,593,551	749,001	1,729,577	1,104,335	5,446,886	4,012,420	6,366,608	919,723
2011	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2012	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2013	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2014	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2015	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2016	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2017	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2018	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2019	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2020	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2021	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2022	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2023	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2024	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2025	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2026	0	820,872	1,729,577	1,104,335	1,925,206	4,012,420	6,366,608	4,441,401
2027	0	738,784	1,556,619	993,901	1,732,686	3,611,178	5,729,947	3,997,261
2028	0	656,697	1,383,662	883,468	1,540,165	3,209,936	5,093,286	3,553,121
2029	0	574,610	1,210,704	773,034	1,347,645	2,808,694	4,456,626	3,108,981
2030	0	492,523	1,037,746	662,601	1,155,124	2,407,452	3,819,965	2,664,841
2031	0	410,436	864,789	552,167	962,603	2,006,210	3,183,304	2,220,701
2032	0	328,349	691,831	441,734	770,083	1,604,968	2,546,643	1,776,561
2033	0	246,261	518,873	331,300	577,562	1,203,726	1,909,982	1,332,420
2034	0	164,174	345,915	220,867	385,041	802,484	1,273,322	888,280
2035	0	82,087	172,958	110,433	192,521	401,242	636,661	444,140
合計	41,043,579	21,163,776	39,530,612	25,240,295	87,447,650	99,672,255	158,152,479	70,704,828
NPV(DR9%)	23,956,176	4,752,256	7,230,843	4,616,893	33,325,325	21,002,519	33,325,227	-98
Energy purchase cost (SP/kWh)			0.6385					
Energy sales cost (SP/kWh)			1.5867 LRAIC(SP/kWh)		1.587		FIRR(%)	9.00%

表11.5-1 参考ケースに対する改良計画の便益

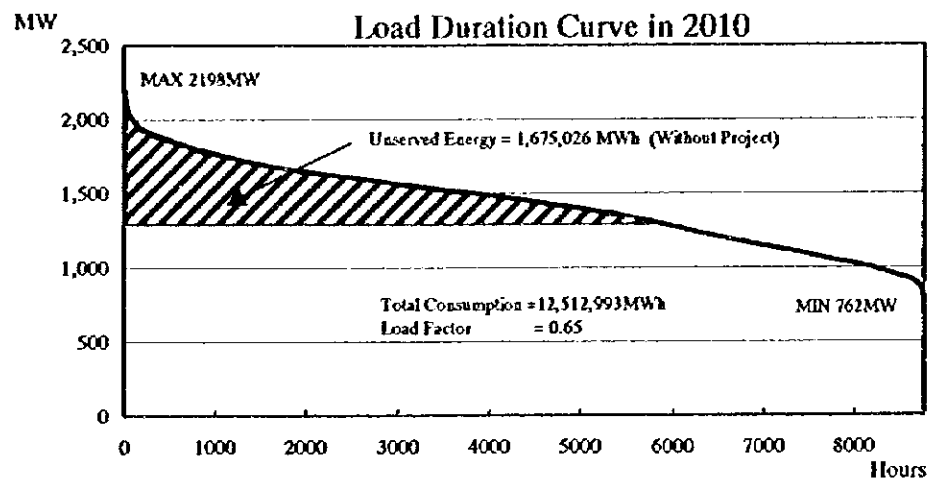
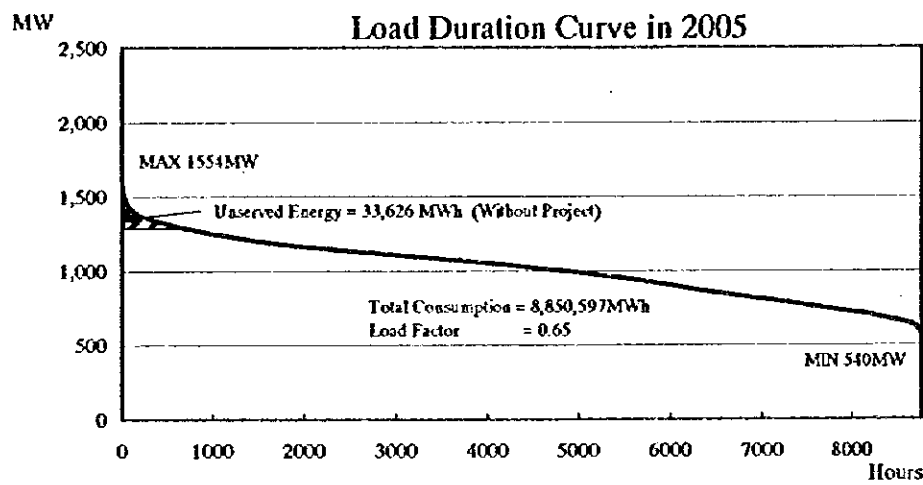
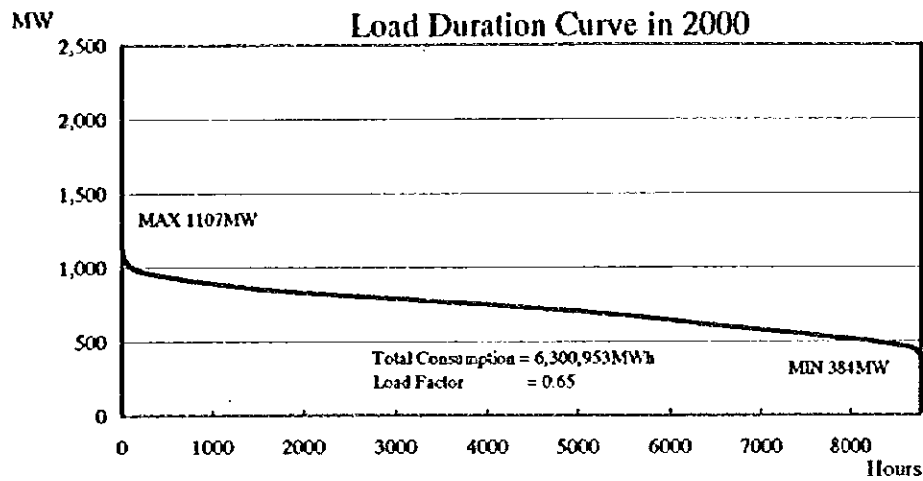
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Damascus City - Rural (With Project)</b>												
Total Sale	4,244,590	4,573,070	4,963,380	5,387,051	5,847,035	6,346,633	6,889,467	7,479,513	8,121,140	8,819,147	9,578,807	10,404,345
Growth	7.72	7.74	8.53	8.54	8.54	8.54	8.55	8.56	8.58	8.59	8.61	8.62
Distribution Loss (MWh)	1,689,658	1,727,883	1,777,947	1,826,742	1,873,852	1,918,822	1,961,130	2,000,183	2,035,303	2,065,718	2,090,251	2,108,648
Technical Loss (MWh)	920,682	954,101	995,660	1,038,523	1,082,684	1,128,141	1,174,883	1,222,889	1,272,128	1,322,551	1,374,095	1,426,481
Non-technical Loss (MWh)	768,976	773,781	782,297	788,219	791,168	793,674	794,247	797,293	798,175	798,167	798,165	798,167
Total Loss in %	28.47	27.42	26.37	25.32	24.27	23.21	22.16	21.10	20.04	18.98	17.91	16.85
Technical Loss in %	15.51	15.14	14.77	14.40	14.02	13.65	13.27	12.90	12.53	12.15	11.78	11.40
Non-technical Loss in %	12.96	12.28	11.60	10.93	10.25	9.57	8.88	8.20	7.51	6.83	6.14	5.45
Total Consumption	5,934,237	6,300,953	6,741,327	7,213,793	7,720,888	8,265,455	8,850,597	9,479,696	10,156,463	10,884,865	11,669,357	12,512,993
Interrupted Power Supply (MWh)	71,475	77,004	78,244	78,773	78,757	78,101	76,699	74,431	71,162	66,738	60,946	53,999
% to the Demand	1.68	1.68	1.58	1.46	1.35	1.23	1.11	1.00	0.88	0.76	0.64	0.52
Actual Energy Sale (Total sale - Interrupted power supply)	4,173,107	4,496,066	4,863,136	5,308,278	5,768,278	6,268,532	6,817,668	7,405,081	8,049,978	8,752,409	9,517,821	10,350,346
Actual Energy Received from PEECT	5,862,764	6,223,949	6,663,083	7,135,019	7,642,131	8,187,554	8,773,898	9,405,264	10,085,281	10,818,127	11,608,372	12,458,994
Total Energy Received from PEECT (excl. non-Tech. Loss)	5,093,788	5,403,167	5,880,796	6,346,801	6,850,963	7,396,674	7,987,651	8,627,971	9,322,105	10,074,960	10,891,916	11,776,827
Peak Load (MW)	1,042	1,107	1,184	1,267	1,356	1,452	1,554	1,665	1,784	1,912	2,049	2,198
Load Factor	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650
Sales Energy shifted from Non-tech. Losses	42,714	91,274	146,566	209,327	280,381	360,639	451,113	552,927	667,525	795,694	939,303	
Net Energy Sale excl. energy shifted from non-tech. Losses	4,453,351	4,793,862	5,161,712	5,558,951	5,988,151	6,451,128	6,953,968	7,497,051	8,085,064	8,722,127	9,411,043	
Net Energy received from PEECT	5,407,453	5,789,522	6,200,215	6,641,635	7,116,292	7,627,011	8,176,857	8,769,179	9,407,634	10,096,222	10,837,524	
<b>Damascus City - Rural (Reference Case)</b>												
Total Sale by Demand Forecast	4,244,590	4,573,070	4,963,380	5,387,051	5,847,035	6,346,633	6,889,467	7,479,513	8,121,140	8,819,147	9,578,807	10,404,345
Growth	7.72	7.74	8.53	8.54	8.54	8.54	8.55	8.56	8.58	8.59	8.61	8.62
Distribution Loss (MWh)	1,689,658	1,820,421	1,975,794	2,144,446	2,327,554	2,526,431	2,742,519	2,977,401	3,232,816	3,510,675	3,813,076	4,141,701
Technical Loss (MWh)	920,682	991,934	1,076,595	1,168,492	1,268,287	1,376,631	1,494,378	1,622,363	1,761,537	1,912,940	2,077,716	2,256,782
Non-technical Loss (MWh)	768,976	828,487	899,199	975,953	1,059,287	1,149,798	1,248,141	1,355,038	1,471,279	1,597,734	1,735,359	1,884,919
Total Loss in %	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47	28.47
Technical Loss in %	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51	15.51
Non-technical Loss in %	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96	12.96
Total Consumption	5,934,237	6,393,491	6,930,174	7,531,497	8,174,589	8,873,064	9,631,986	10,456,914	11,353,956	12,329,822	13,391,882	14,546,046
Interrupted Power Supply (MWh)	71,473	77,004	83,577	90,711	98,456	106,869	116,009	125,945	136,749	148,502	161,294	175,195
% to the Demand	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
Actual Energy Sale (Total sale - Interrupted power supply)	4,173,107	4,496,066	4,879,804	5,296,340	5,748,579	6,239,765	6,775,458	7,353,568	7,984,391	8,670,644	9,417,512	10,229,150
Actual Energy Received from PEECT	5,862,764	6,316,487	6,855,597	7,440,786	8,076,133	8,766,196	9,515,976	10,340,969	11,217,207	12,141,319	13,120,588	14,170,851
Total Energy Received from PEECT (excl. non-Tech. Loss)	5,093,788	5,487,999	5,956,399	6,464,833	7,016,846	7,616,398	8,267,835	8,975,931	9,745,928	10,583,385	11,495,229	12,485,931
Peak Load (MW)	1,042	1,123	1,219	1,323	1,436	1,558	1,692	1,836	1,994	2,165	2,352	2,555
<b>Benefits For Economical Analysis</b>												
Reduction of Technical Losses (MWh)	37,833	80,935	129,969	185,582	248,492	319,495	399,474	489,410	590,390	703,621	830,300	
Reduction of Interrupted Power Supply (MWh)	0	5,333	11,937	19,699	28,768	39,310	51,513	65,587	81,765	100,308	121,196	
Total Incremental Energy Sales(MWh)	-37,833	-75,602	-118,032	-165,883	-219,754	-280,185	-347,961	-423,823	-508,625	-603,313	-709,104	
Incremental Energy received from PEECT												
<b>Benefits For Financial Analysis</b>												
Reduction of Technical Losses (MWh)	37,833	80,935	129,969	185,582	248,492	319,495	399,474	489,410	590,390	703,621	830,300	
Reduction of Non-technical Losses (MWh)	54,706	116,912	187,735	268,119	359,117	461,804	577,744	708,104	854,567	1,018,904	1,202,752	
Reduction of Interrupted Power Supply (MWh)	0	5,333	11,937	19,699	28,768	39,310	51,513	65,587	81,765	100,308	121,196	
Total Incremental Energy Sales (mWh)	0	5,333	11,937	19,699	28,768	39,310	51,513	65,587	81,765	100,308	121,196	
Incremental Energy received from PEECT	-92,538	-192,514	-305,766	-434,002	-578,841	-742,099	-925,705	-1,131,927	-1,363,192	-1,622,216	-1,911,856	



表11.5-2 参考ケースに対する経済内部収益率 (EIRR)

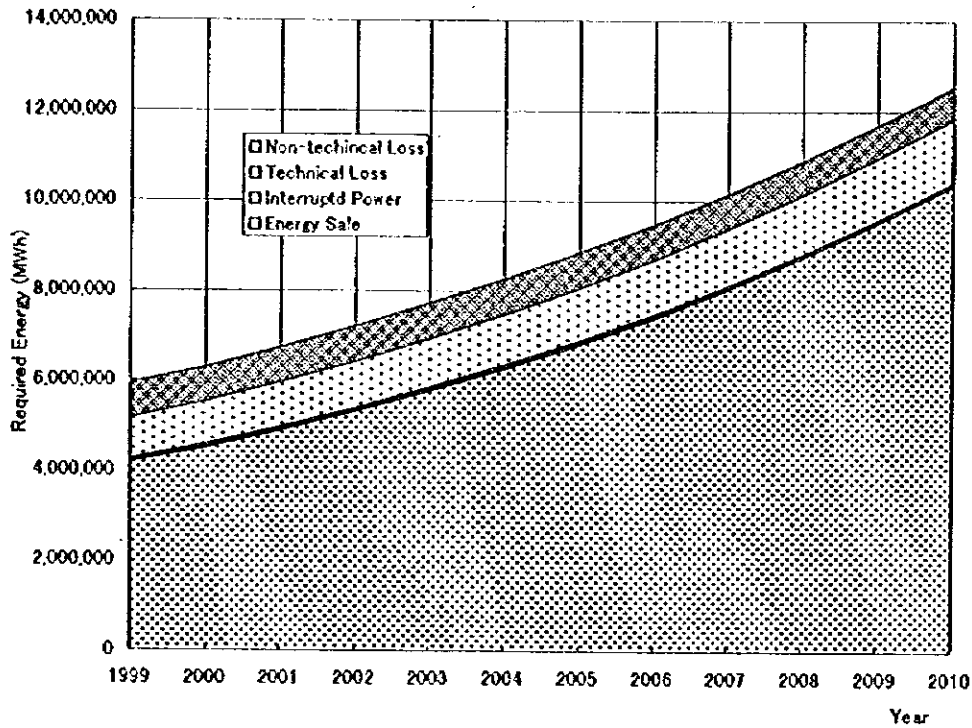
(Base Case)								
年	建設費 (千US\$)	自加運転保守費 (千US\$)	追加購入電力量 (MMh)	追加購入電力量 (千US\$)	追加総費用 (千US\$)	追加販売電力量 (MMh)	追加販売電力量 (千US\$)	純便益 (千US\$)
1999	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	27,365	0	-37,832	-1,782	25,583	0	0	-25,583
2001	23,949	547	-75,602	-3,561	20,935	5,333	428	-20,507
2002	23,802	1,026	-118,032	-5,559	19,269	11,937	957	-18,312
2003	13,085	1,502	-165,883	-7,813	6,774	19,699	1,580	-5,194
2004	15,415	1,764	-219,724	-10,349	6,830	28,768	2,307	-4,523
2005	15,218	2,072	-280,185	-13,197	4,093	39,310	3,153	-940
2006	8,664	2,377	-347,961	-16,389	-5,348	51,513	4,131	9,479
2007	8,635	2,550	-423,823	-19,962	-8,777	65,587	5,260	14,037
2008	11,750	2,723	-508,625	-23,956	-9,484	81,765	6,558	16,042
2009	14,872	2,958	-603,313	-28,416	-10,587	100,308	8,045	18,631
2010	14,785	3,255	-709,104	-33,399	-15,359	121,196	9,720	25,079
2011	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2012	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2013	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2014	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2015	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2016	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2017	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2018	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2019	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2020	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2021	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2022	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2023	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2024	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2025	0	3,551	-709,104	-33,399	-29,848	121,196	9,720	39,568
2026	0	3,003	-709,104	-33,399	-30,395	121,196	9,720	40,115
2027	0	2,524	-638,194	-30,059	-27,534	109,076	8,748	36,282
2028	0	2,048	-567,283	-26,719	-24,671	96,957	7,776	32,447
2029	0	1,787	-496,373	-23,379	-21,592	84,837	6,804	28,396
2030	0	1,478	-425,462	-20,039	-18,561	72,718	5,832	24,393
2031	0	1,174	-354,552	-16,699	-15,525	60,598	4,860	20,385
2032	0	1,001	-283,642	-13,360	-12,359	48,478	3,888	16,247
2033	0	828	-212,731	-10,020	-9,192	36,359	2,916	12,107
2034	0	593	-141,821	-6,680	-6,087	24,239	1,944	8,031
2035	0	296	-70,910	-3,340	-3,044	12,120	972	4,016
Sum	177,538	88,769	-18,026,716	-849,058	-582,751	3,009,934	241,397	824,148
NPV(DR9%)	108,714	21,357	-3,944,156	-185,770	-55,698	631,003	50,606	106,305
Energy purchase cost (US\$/kWh)			4.710					
Energy sales cost (US\$/kWh)			8.020					
						EIRR(%)		17.94%



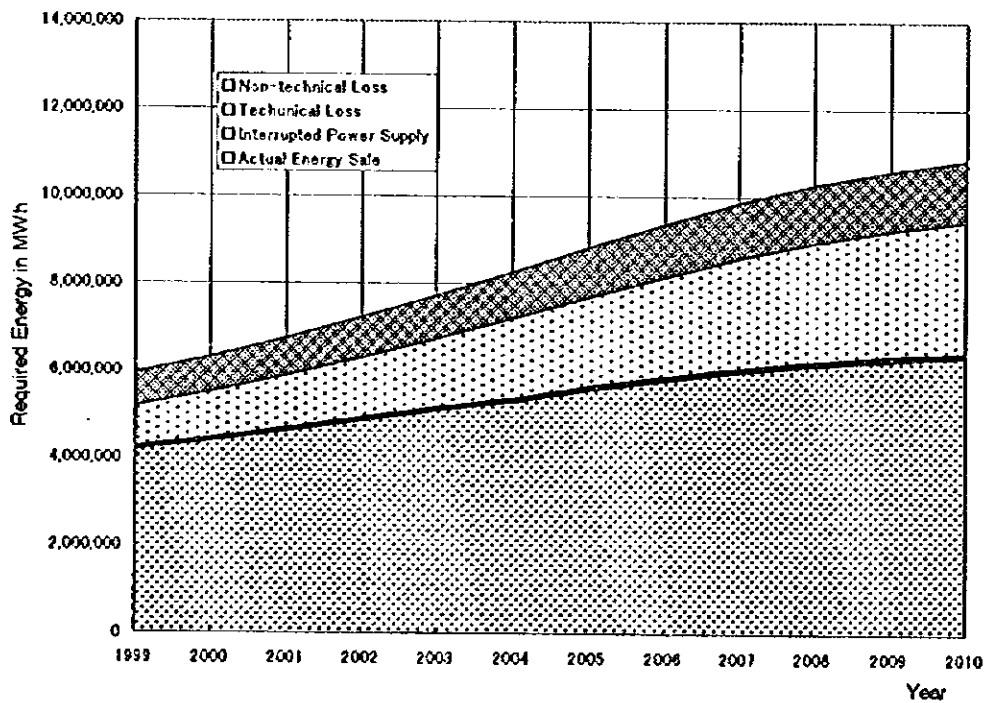


Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure 11.2-1
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		Title 年間負荷持続曲線

Energy Balance in case of "With Project"



Energy Balance in case of "Without Project"



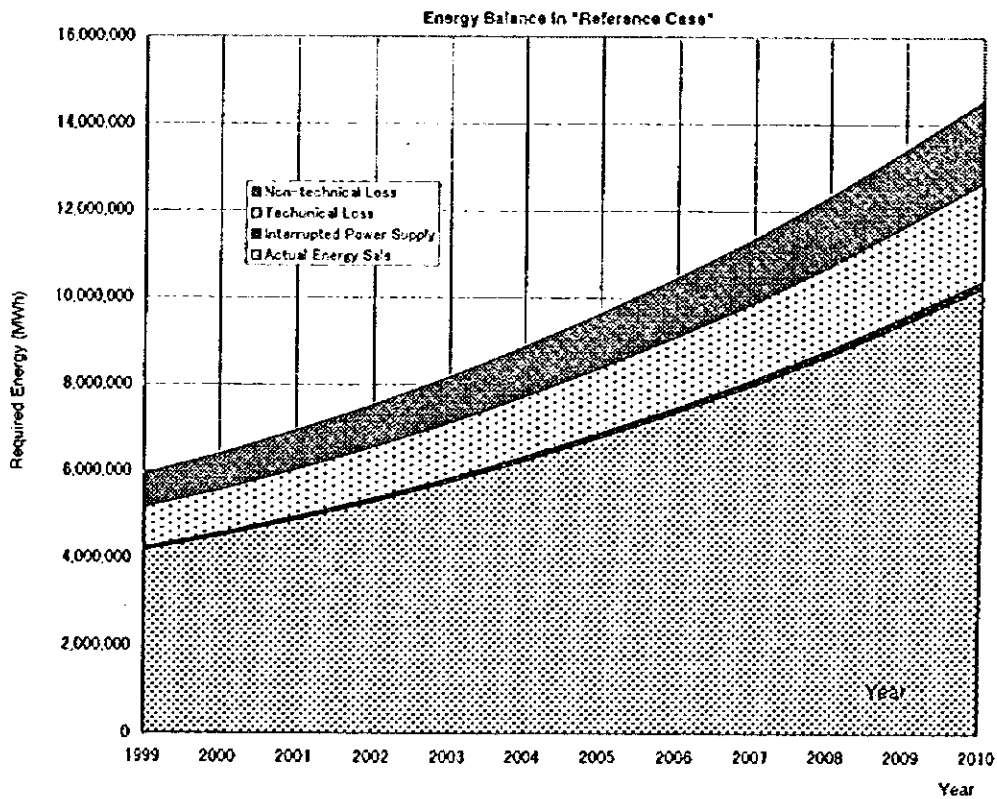
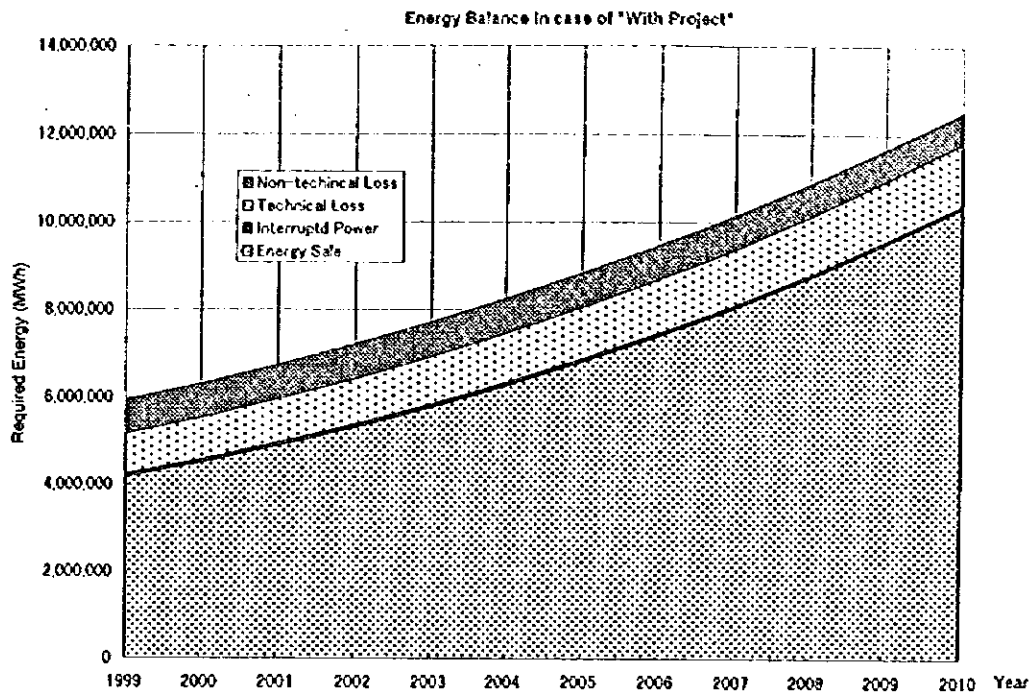
Public Establishment  
for  
Distribution and Exploitation  
of  
Electrical Energy  
(PEDEKE)

Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Services Co., Ltd

The Feasibility Study  
on  
The Rehabilitation Project  
of  
Damascus and Damascus Rural  
Distribution Network

Figure 11.2-2

Title  
プロジェクトを実施した場合としない場合の  
エネルギーバランス



Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure 11.5-1 Title プロジェクト実施の場合と参考ケースの エネルギーバランス
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		

## 付 録

- 付録 11-1 66 kV 設備の標準単価
- 付録 11-2 20 kV および低圧配電設備の標準単価
- 付録 11-3(1) 66 kV 変電所新設の建設費
- 付録 11-3(2) 変圧器の増容量
- 付録 11-3(3) 20 kV 開閉器の取替え
- 付録 11-3(4) 66kV 系統の増強
- 付録 11-3(5) キャパシタの設置
- 付録 11-3(6) 66 kV 遮断器の取替え
- 付録 11-4(1) 20 kV フィーダーの増強
- 付録 11-4(2) 20 kV 系統の増強(自動事故点捜査機を適用)
- 付録 11-4(3) 20/0.4 kV 変圧器の設置
- 付録 11-4(4) 低圧設備の増強
- 付録 11-5(1) 感度分析(建設コスト 10%上昇の場合)
- 付録 11-5(2) 感度分析(販売電力量が 2010 年にて 10%減少の場合)
- 付録 11-5(3) 感度分析(電力購入料金が 20%上昇の場合)
- 付録 11-5(4) 感度分析(電力販売料金が 20%減少の場合)
- 付録 11-6 長期運用平均増加価格(LRAIC)の計算

付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (1/7)

Type : Substation (2x30 MVA TR, 2x T/L bay, 2x5 Mvar SC)

unit : US\$1,000

Equipment		unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
Item	Spec.			F/C	I/C	F/C	I/C
TR	20MVA Transformer			211		0	0
	30MVA Transformer		2	235		470	0
	40MVA Transformer			312		0	0
	50MVA Transformer			396		0	0
	Earthing 20/0.4kV		1	18		18	0
	Fire Protection		1	125		125	0
	<u>Subtotal</u>						<u>613</u>
66kV	Tr bay		2	78		156	0
	Outgoing bay		2	95		190	0
	Bus coupler			67		0	0
	Measuring		1	22		22	0
	Busbar Syatem & Sec		1	65		65	0
	Connection to 20kV		2	7		14	0
	Equipment for reserve		1	13		13	0
	<u>Subtotal</u>						<u>460</u>
20kV	Incoming		2	34		67	0
	Outgoing		20	30		600	0
	Measuring		1	10		10	0
	Sectionaizer		1	58		58	0
	Capacitar bank		2	30		60	0
	<u>Subtotal</u>						<u>794</u>
C,M,P	Tr bay		2	22		43	0
	Outgoing bay		2	23		46	0
	Bus coupler			7		0	0
	Measuring		1	5		5	0
	Relay testing equip.		1	41		41	0
	Control for 20kV		26	1		31	0
	Aux.equip.		1	167		167	0
<u>Subtotal</u>						<u>332</u>	<u>0</u>
S.C	5 Mvar		2	38		77	0
	10 Mvar			70		0	0
	<u>Subtotal</u>					<u>77</u>	<u>0</u>
Spare part & tool		lot	1			<u>455</u>	<u>0</u>
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>2,732</u>	<u>0</u>
Inland tras.							34
Erection						<u>137</u>	341
Civil works							250
Site prepa.							46
Land acqui.							0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>					<b>2,868</b>	<b>672</b>

付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (2/7)

Type : Substation (2x30 MVA TR, 3x T/L bay, 2x5 Mvar SC)

unit : US\$1,000

Equipment		unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
Item	Spec.			F/C	I/C	F/C	I/C
TR	20MVA Transformer			211		0	0
	30MVA Transformer		2	235		470	0
	40MVA Transformer			312		0	0
	50MVA Transformer			396		0	0
	Earthing 20/0.4kV		2	18		36	0
	Fire Protection		2	125		250	0
	<u>Subtotal</u>					<u>756</u>	<u>0</u>
66kV	Tr bay		2	78		156	0
	Outgoing bay		3	95		284	0
	Bus coupler			67		0	0
	Measuring		1	22		22	0
	Busbar Syatem & Sec		1	65		65	0
	Connection to 20kV		2	7		14	0
	Equipment for reserve		1	13		13	0
	<u>Subtotal</u>					<u>554</u>	<u>0</u>
20kV	Incoming		2	34		67	0
	Outgoing		20	30		600	0
	Measuring		1	10		10	0
	Sectionaizer		1	58		58	0
	Capacitar bank		2	30		60	0
<u>Subtotal</u>					<u>794</u>	<u>0</u>	
C,M,P	Tr bay		2	22		43	0
	Outgoing bay		3	23		68	0
	Bus coupler			7		0	0
	Measuring		1	5		5	0
	Relay testing equip.		1	41		41	0
	Control for 20kV		26	1		31	0
	Aux.equip.		1	167		167	0
<u>Subtotal</u>					<u>355</u>	<u>0</u>	
S.C	5 Mvar		2	38		77	0
	10 Mvar			70		0	0
	<u>Subtotal</u>					<u>77</u>	<u>0</u>
Spare part & tool		lot	1			<u>507</u>	<u>0</u>
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>3,044</u>	<u>0</u>
Inland tras.							38
Erection						<u>152</u>	381
Civil works							279
Site prepa.							51
Land acqui.							0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>					<b>3,196</b>	<b>748</b>



付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (3/7)

Type : Substation (2x30 MVA TR, 4x T/L bay, 2x5 Mvar SC)

unit : US\$1,000

Equipment		unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
Item	Spec.			F/C	I/C	F/C	I/C
TR	20MVA Transformer			211		0	0
	30MVA Transformer		2	235		470.4	0
	40MVA Transformer			312		0	0
	50MVA Transformer			396		0	0
	Earthing 20/0.4kV		2	18		36	0
	Fire Protection		2	125		250	0
	<u>Subtotal</u>					<u>756</u>	<u>0</u>
66kV	Tr bay		2	78		156	0
	Outgoing bay		4	95		379.2	0
	Bus coupler			67		0	0
	Measuring		1	22		22	0
	Busbar Syatem & Sec		1	65		65	0
	Connection to 20kV		2	7		14	0
	Equipment for reserve		1	13		13	0
	<u>Subtotal</u>					<u>649</u>	<u>0</u>
20kV	Incoming		2	34		67.2	0
	Outgoing		20	30		600	0
	Measuring		1	10		10	0
	Sectionaizer		1	58		58	0
	Capacitar bank		2	30		60	0
	<u>Subtotal</u>					<u>794</u>	<u>0</u>
C,M,P	Tr bay		2	22		43	0
	Outgoing bay		4	23		91	0
	Bus coupler			7		0	0
	Measuring		1	5		5	0
	Relay testing equip.		1	41		41	0
	Control for 20kV		26	1		31	0
	Aux.equip.		1	167		167	0
<u>Subtotal</u>					<u>378</u>	<u>0</u>	
S.C	5 Mvar		2	38		77	0
	10 Mvar			70		0	0
	<u>Subtotal</u>					<u>77</u>	<u>0</u>
Spare part & tool		lot	1			<u>531</u>	<u>0</u>
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>3185</u>	<u>0</u>
Inland tras.							40
Erection						<u>159</u>	398
Civil works							292
Site prepa.							53
Land acqui.							0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>					<b>3345</b>	<b>783</b>

付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (4/7)

Type : Substation (3x40 MVA TR, 4x T/L bay, 2x5 Mvar SC)

unit : US\$1,000

Equipment		unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
Item	Spec.			F/C	I/C	F/C	I/C
TR	20MVA Transformer			211		0	0
	30MVA Transformer			235		0	0
	40MVA Transformer		3	312		936	0
	50MVA Transformer			396		0	0
	Earthing 20/0.4kV		3	18		54	0
	Fire Protection		3	125		374	0
	<u>Subtotal</u>					<u>1,364</u>	<u>0</u>
66kV	Tr bay		3	78		234	0
	Outgoing bay		4	95		379	0
	Bus coupler			67		0	0
	Measuring		1	22		22	0
	Busbar System & Sec		1	65		65	0
	Connection to 20kV		3	7		22	0
	Equipment for reserve		1	13		13	0
	<u>Subtotal</u>					<u>734</u>	<u>0</u>
20kV	Incoming		3	34		101	0
	Outgoing		39	30		1,170	0
	Measuring		1	10		10	0
	Sectionaizer		2	58		115	0
	Capacitor bank		2	30		60	0
	<u>Subtotal</u>					<u>1,456</u>	<u>0</u>
C,M,P	Tr bay		3	22		65	0
	Outgoing bay		4	23		91	0
	Bus coupler			7		0	0
	Measuring		1	5		5	0
	Relay testing equip.		1	41		41	0
	Control for 20kV		47	1		56	0
	Aux.equip.		1	167		167	0
	<u>Subtotal</u>					<u>425</u>	<u>0</u>
S.C	5 Mvar		2	38		77	0
	10 Mvar			70		0	0
	<u>Subtotal</u>					<u>77</u>	<u>0</u>
Spare part & tool		lot	1			<u>811</u>	<u>0</u>
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>4,867</u>	<u>0</u>
Inland tras.							61
Erection						<u>243</u>	608
Civil works							446
Site prepa.							81
Land acqui.							0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>					<b>5,111</b>	<b>1,197</b>

付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (5/7)

Type : Substation (2x20 MVA TR, 2x T/L bay, 2x5 Mvar SC)

unit : US\$1,000

Item	Equipment Spec.	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost		
				F/C	I/C	F/C	I/C	
TR	20MVA Transformer		2	211		422	0	
	30MVA Transformer			235		0	0	
	40MVA Transformer			312		0	0	
	50MVA Transformer			396		0	0	
	Earthing 20/0.4kV		1	18		18	0	
	Fire Protection		1	125		125	0	
	<u>Subtotal</u>						<u>565</u>	<u>0</u>
	66kV	Tr bay		2	78		156	0
Outgoing bay			2	95		190	0	
Bus coupler				67		0	0	
Measuring			1	22		22	0	
Busbar System & Sec			1	65		65	0	
Connection to 20kV			2	7		14	0	
Equipment for reserve			1	13		13	0	
<u>Subtotal</u>							<u>460</u>	<u>0</u>
20kV	Incoming		2	34		67	0	
	Outgoing		16	30		480	0	
	Measuring		1	10		10	0	
	Sectionaizer		1	58		58	0	
	Capacitar bank		2	30		60	0	
	<u>Subtotal</u>						<u>674</u>	<u>0</u>
C,M,P	Tr bay		2	22		43	0	
	Outgoing bay		2	23		46	0	
	Bus coupler			7		0	0	
	Measuring		1	5		5	0	
	Relay testing equip.		1	41		41	0	
	Control for 20kV		22	1		26	0	
	Aux.equip.		1	167		167	0	
	<u>Subtotal</u>						<u>328</u>	<u>0</u>
S.C	5 Mvar		2	38		77	0	
	10 Mvar			70		0	0	
	<u>Subtotal</u>					<u>77</u>	<u>0</u>	
Spare part & tool		lot	1			<u>421</u>	<u>0</u>	
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>2,524</u>	<u>0</u>	
Inland tras.							32	
Erection						<u>126</u>	316	
Civil works							231	
Site prepa.							42	
Land acqui.							0	
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>					<b>2,651</b>	<b>621</b>	

付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (6/7)

Type : T/L OH 66 kV Overhead line unit : US\$1,000

	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost		
			F/C	I/C	F/C	I/C	
Transmission line	OH ACSR 240 sqmm	km	1	30		30	0
Material: CIF	<u>Total</u>					<u>30</u>	<u>0</u>
Inland tras.						0	0
Erection						2	4
Civil works							10
Site prepa.							1
Land acqui.							0
Grand Total	<u>Total</u>					<u>32</u>	<u>15</u>

Type : T/L UG 66 kV Underground line unit : US\$1,000

	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost		
			F/C	I/C	F/C	I/C	
Transmission line	UG cable 300 sqmm	km	1	108		108	0
Material: CIF	<u>Total</u>					<u>108</u>	<u>0</u>
Inland tras.							1
Erection						5	14
Civil works							36
Site prepa.							2
Land acqui.							0
Grand Total	<u>Total</u>					<u>113</u>	<u>53</u>

Type : T/L UG 66 kV Underground line unit : US\$1,000

	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost		
			F/C	I/C	F/C	I/C	
Transmission line	UG cable 630 sqmm	km	1	180		180	0
Material: CIF	<u>Total</u>					<u>180</u>	<u>0</u>
Inland tras.							2
Erection						9	23
Civil works							60
Site prepa.							3
Land acqui.							0
Grand Total	<u>Total</u>					<u>189</u>	<u>88</u>

Type : 20kV Circuit Breaker unit : US\$1,000

Item	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost		
			F/C	I/C	F/C	I/C	
20kV	Circuit breaker	lot	1	18		18	0
Spare part & tool						2	0
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>20</u>	<u>0</u>
Inland tras.							0
Erection						1	2
Civil works							2
Site prepa.							0
Land acqui.							0
Grand Total	<u>Total</u>					<u>21</u>	<u>5</u>

Type : 66kV Circuit Breaker unit : US\$1,000

Item	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost		
			F/C	I/C	F/C	I/C	
66kV	Circuit breaker	lot	1	31		31	0
Spare part & tool						3	0
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>34</u>	<u>0</u>
Inland tras.							0
Erection						2	4
Civil works							3
Site prepa.							1
Land acqui.							0
Grand Total	<u>Total</u>					<u>36</u>	<u>8</u>

付録 11-1 66 kV 設備の標準単価 (7/7)

Type : line bay      Extension of 1x 66 kV T/L bay      unit : US\$1,000

Item	Equipment	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
				F/C	I/C	F/C	I/C
66kV	Outgoing bay		1	95		95	0
C,M,P	Outgoing bay		1	23		23	0
Spare part & tool		lot				12	0
Material : CIF	<u>Total</u>					<u>129</u>	0
Inland tras.							2
Erection						6	16
Civil works							12
Site prepa.							2
Land acqui.							0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>					<b>136</b>	<b>32</b>

Type : SW1      20 kV Switchgear for 2x30 MVA TR      unit : US\$1,000

Item	Equipment	Spec.	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
					F/C	I/C	F/C	I/C
20kV	Incoming			2	34		67	0
	Outgoing			20	30		600	0
	Measuring			1	10		10	0
	Sectionaizer			1	58		58	0
	Capacitar bank			2	30		60	0
	<u>Subtotal</u>						<u>794</u>	0
C,M,P	Tr bay				22		0	0
	Outgoing bay				23		0	0
	Bus coupler				7		0	0
	Measuring				5		0	0
	Relay testing equip.				41		0	0
	Control for 20kV			26	1		31	0
	Aux.equip.				167		0	0
	<u>Subtotal</u>						<u>31</u>	0
Spare part & tool			lot	1			<u>165</u>	0
Material : CIF	<u>Total</u>						<u>991</u>	0
Inland tras.								12
Erection						50		124
Civil works								91
Site prepa.								17
Land acqui.								0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>						<b>1040</b>	<b>244</b>

Type : SW2      20 kV Switchgear for 3x30 MVA TR      unit : US\$1,000

Item	Equipment	Spec.	unit	Qty	Unit Cost		Total Cost	
					F/C	I/C	F/C	I/C
20kV	Incoming			3	34		101	0
	Outgoing			30	30		900	0
	Measuring			1	10		10	0
	Sectionaizer			1	58		58	0
	Capacitar bank			2	30		60	0
	<u>Subtotal</u>						<u>1128</u>	0
C,M,P	Tr bay				22		0	0
	Outgoing bay				23		0	0
	Bus coupler				7		0	0
	Measuring				5		0	0
	Relay testing equip.				41		0	0
	Control for 20kV			37	1		44	0
	Aux.equip.				167		0	0
	<u>Subtotal</u>						<u>44</u>	0
Spare part & tool			lot	1			<u>234</u>	0
Material : CIF	<u>Total</u>						<u>1407</u>	0
Inland tras.								18
Erection						70		176
Civil works								129
Site prepa.								23
Land acqui.								0
<b>Grand Total</b>	<b>Total</b>						<b>1477</b>	<b>346</b>

付録 11-2 20 kV および低圧配電設備の標準単価

Items	Specification	Unit	FC (US\$)	LC (S £)	LC (US\$)	Total (US\$)
<b>1. 20kV Distribution Facilities</b>						
<b>A. Construction, Reinforcement and Replace of 20kV Lines</b>						
(a) 20kV Underground Cables	C185AL, 3Phase1Circuit	km	18,326	722,504	15,707	34,033
(b) Reinforcement of 20kV Overhead Lines	120AS, 3Phase1Circuit	km	10,804	259,726	5,646	16,450
(c) Construction of 20kV Lines	120AS, 3Phase1Circuit	km	9,822	236,115	5,133	14,955
(d) Reinforcement of 20kV Overhead Cables	185AL, 3Phase1Circuit	km	34,651	684,450	14,879	49,530
(e) Construction of 20kV Overhead Cables	185AL, 3Phase1Circuit	km	31,501	622,227	13,527	45,028
(f) Wires		km	7,379	169,951	3,695	11,074
<b>B. Rehabilitation of 20kV System Configuration</b>						
(a) Installation of 20kV Fault Detecting Installation of Vacuum Switches for	20kV 20kV400A		2,500	58,883	1,280	3,780
(b) Distribution Automation System	F.Making31.5kA		29,167	456,167	9,917	39,084
(c) Installation of On-Load Switches	20kV400A		8,333	150,116	3,263	11,596
(d) Installation of Fault Section Indicators	20kA		1,000	15,640	340	1,340
(e) Installation of Reclosing Relay	20kA		1,667	26,067	567	2,234
(f) Installation of 20kV/100V Transformers	Grounded on High voltage sides		4,000	62,560	1,360	5,360
<b>2. Installation of 20/0.4kV Transformers</b>						
(a) City 200kVA	3 Phases Ground Mounted		12,345	490,030	10,653	22,998
(b) City 400kVA	3 Phases Ground Mounted		14,752	527,665	11,471	26,223
(c) City 630kVA	3 Phases Ground Mounted		19,267	598,287	13,006	32,273
(d) City 1000kVA	3 Phases Ground Mounted		29,383	756,505	16,446	45,829
(e) City 1600kVA	3 Phases Ground Mounted		53,888	1,139,762	24,777	78,665
(f) Rural 50kVA	3 Phases Ground Mounted		4,584	94,925	2,064	6,648
(g) Rural 100kVA	3 Phases Ground Mounted		5,160	103,934	2,259	7,419
(h) Rural 200kVA	3 Phases Ground Mounted		6,816	131,536	2,859	9,675
(i) Rural 400kVA	3 Phases Ground Mounted		11,545	319,738	6,951	18,496
(j) Rural 630kVA	3 Phases Ground Mounted		19,267	598,287	13,006	32,273
(k) Rural 1000kVA	3 Phases Ground Mounted		29,383	756,505	16,446	45,829
(l) Rural 1600kVA	3 Phases Ground Mounted		53,888	1,139,762	24,777	78,665
<b>3. Low Voltage Distribution Facilities</b>						
<b>A. Construction, Reinforcement and Replacement of 0.4kV Lines</b>						
(a) Reinforcement of 0.4kV Lines to 120AL	120AL,3Phase1Circuit	km	9,651	218,052	4,740	14,391
(b) Construction of 0.4kV Lines of 120AL Reinforcement of LV Overhead Lines to	120AL,3Phase1Circuit PVC Covered 120AL,	km	8,774	198,229	4,309	13,083
(c) PVC Covered Wires with 120AL Construction of LV Underground Cables	3Phase1Circuit	km	10,617	227,017	4,936	15,553
(d) with 120C	120AL,3Phase1Circuit	km	18,183	574,382	12,487	30,670
(e) Construction of LV Overhead Service Construction of LV Underground Service	50C,3Phase1Circuit	km	7,708	132,753	2,886	10,594
(f) Wires	50C,3Phase1Circuit	km	7,708	132,753	2,886	10,594
<b>B. Meters and Meter Boxes</b>						
(a) Installation of meters			16,000	330,240	7,179	23,179
(b) Installation of meter boxes			80,000	1,801,200	39,157	119,157
<b>C. Miscellaneous Works</b>						
(a) Proper Installation of Underground Cables Installation of Protective Pipes to Rising			225	7,519	163	388
(b) Cables Providing Door Locks for 20/0.4kV			200	5,128	111	311
(c) Transformer Stations			0	700	15	15
(d) Repairing of 20/0.4kV Transformer			0	2,000	43	43
(e) Repairing of LV Branch Boxes			0	1,700	37	37
(f) Installation of LV Proper Fuses			0	700	15	15
(g) Cleaning of 20/0.4kV Transformer Removal of Unnecessary Junk Equipment			0	1,400	30	30
(h) in and around 20/0.4kV Transformer			0	1,400	30	30

付録 11-3(1) 66/20 kV 変電所新設の建設費

(1/2)

Subprojects for Augmentation and Extension	Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
			F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(1) Construction of 66/20kV Kafersuseh Substation		1999		
(a) Kafersuseh(2x30MVA)	PEDEEE	1999	2,868	671
(b) Kafersuseh-AI Jamhaa UG line(1 oct. 2.2km)	PEDEEE	1999	249	116
(c) Ersal-Midan 1 UG line from AI Jamhaa(1 oct. 0.5km)	PEDEEE	1999	57	26
(d) Ersal-Midan 1 UG line from Kafersuseh(1 oct. 0.5km)	PEDEEE	1999	57	26
(e) AI Jamhaa (two 66kV UG line bays)	PEDEEE	1999	272	64
<b>Total</b>		1999	<b>3,503</b>	<b>904</b>
(2) Construction of 66/20kV Harash Substation		1999		
(a) Harash(2x30MVA)	PEDEEE	1999	2,868	671
(b) pi-connection for Mazzrha-Amaween UG line(2 oct. 0.5km)	PEDEEE	1999	113	53
<b>Total</b>		1999	<b>2,981</b>	<b>724</b>
(3) Construction of 66/20kV Khan AI Shih Substation		1999		
(a) Khan AI Shih (2x20MVA)	PEDEEE	1999	2,651	621
(b) Kisweh -Khan AI Shih 66kV OH line (1 oct.18km)	PEDEEE	1999	567	263
(c) Kisweh( 1x 66kV OH line bay)	PEDEEE	1999	136	32
<b>Total</b>		1999	<b>3,354</b>	<b>916</b>
<b>Total 1999</b>		<b>1999</b>	<b>9,838</b>	<b>2,543</b>
(4) Construction of 66kV Barzeh substation		2001		
(a) Barzeh (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) pi-connection of Qaboon II-Mazzrha UG line(2x0.5km)	PEDEEE	2001	189	88
<b>Total</b>		2001	<b>3,057</b>	<b>759</b>
(5) Construction of 66kV Qsoor substation		2001		
(a) Qsoor (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) pi-connection of Qaboon II-Mazzrha UG line(2x0.5km)	PEDEEE	2001	189	88
<b>Total</b>		2001	<b>3,057</b>	<b>759</b>
(6) Construction of 66kV Ibn AI Nafis substation		2001		
(a) Ibn AI Nafis (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) pi-connection of Qaboon II-Mazzrha UG line(2x0.5km)	PEDEEE	2001	189	88
<b>Total</b>		2001	<b>3,057</b>	<b>759</b>
(7) Construction of 66kV Zablatani substation		2001		
(a) Zablatani (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) pi-connection of Bab Sharki-Dawar AI Matar UG line (2x1.5km)	PEDEEE	2001	567	263
<b>Total</b>		2001	<b>3,435</b>	<b>935</b>
(8) Construction of 66kV Jalaa substation		2001		
(a) Jalaa (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) pi-connection of AI Jamhaa-Fursan OH line (2x0.5km)	PEDEEE	2001	32	15
<b>Total</b>		2001	<b>2,899</b>	<b>686</b>
(9) Construction of 66kV Hosh Blas substation		2001		
(a) Hosh Blas (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) pi-connection of Midan II-Kisweh OH line (2x0.5km)	PEDEEE	2001	32	15
<b>Total</b>		2001	<b>2,899</b>	<b>686</b>
(10) Construction of 66kV Shekh Hassan substation		2001		
(a) Shekh Hassan (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
(b) Shekh Hassan-Dawar AI Matar 66kV UG line (1 oct. 1.6km)	PEDEEE	2001	302	140
(c) Dawar AI Matar (one 66kV UG line bay for Shekh Hassan)	IDB	2001	136	32
<b>Total</b>		2001	<b>3,306</b>	<b>844</b>
(11) Construction of 66kV Jaramana substation		2001		
Jaramana (2x30MVA)	IDB	2001	2,868	671
Jaramana-Bab Sharki 66kV OH line (1 oct. 2.0km)	PEDEEE	2001	63	29
Bab Sharki (one 66kV OH line bay for Jarmana)	IDB	2001	136	32
Jaramana-Izaa 66kV OH line (1 oct. 20km)	PEDEEE	2001	630	293
Izaa (one 66kV OH line bay for Jaramana)	IDB	2001	136	32
<b>Total</b>		2001	<b>3,833</b>	<b>1,057</b>
<b>Total 2001</b>		<b>2001</b>	<b>25,543</b>	<b>6,485</b>
(12) Construction of 66kV New Ersal substation		2002		
(a) Ersal(3x40MVA)		2002	5,111	1,197
(13) Construction of 66kV AI Feigha substation		2002		
(a) AI Feigha(2x20MVA)		2002	1,326	310
(b) pi-connection of AI Hamch-Dimas OH line (2x0.5km)	PEDEEE	2002	32	15
<b>Total</b>		2002	<b>6,468</b>	<b>1,521</b>
<b>Total 2002</b>		<b>2002</b>	<b>6,468</b>	<b>1,521</b>

付録 11-3(1) 66/20 kV 変電所新設の建設費

(2/2)

Subprojects for Augmentation and Extension	Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
			F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(14) Construction of 66kV Jeddat Artouz substation		2003		
(a) Jeddat Artouz (2x30MVA)	Sauji	2003	2,868	671
(b) Jeddat Artouz-Fursan 66kV OII line (1 oct. 7.5km)	PEDEEE	2003	236	110
(c) Fursan (one 66kV OII line bay for Jeddat Artouz)	Sauji	2003	136	32
<b>Total</b>		2003	<b>3,240</b>	<b>813</b>
(15) Construction of 66kV Bludan substation		2003		
(a) Bludan (2x30MVA)	Sauji	2003	2,868	671
(b) Bludan-Zabadani 66kV OII line (1 oct. 6.5km)	PEDEEE	2003	205	95
(c) Zabadani (one 66kV OII line bay for Bludan)	Sauji	2003	136	32
<b>Total</b>		2003	<b>3,209</b>	<b>798</b>
(16) Construction of 66kV Yalda substation		2003		
(a) Yalda (2x30MVA)	Sauji	2003	2,868	671
(b) pi-connection of AHAA-Bab Sharki OII line(2x 1.0km)	PEDEEE	2003	63	29
<b>Total</b>		2003	<b>2,931</b>	<b>701</b>
<b>Total 2003</b>		<b>2003</b>	<b>9,379</b>	<b>2,312</b>
(17) Construction of 66/20kV Al Tal substation		2006		
(a) Al Tal (2x30MVA TR,3x66kV OII line bays)	EU	2006	3,197	748
(b) Al Tal-Al Faihaa 66kV OII line (1 oct. 5.5km)	PEDEEE	2006	173	80
(c) Al Faihaa (1x66kV OII line bay)	EU	2006	136	32
(d) pi-connection of Sydanaya-Al Faihaa (2x0.5km)	PEDEEE	2006	32	15
<b>Total</b>		2006	<b>3,537</b>	<b>875</b>
(18) Construction of 66/20kV Yabroud substation		2006		
(a) Yabroud (2x30MVA TR,4x66kV OII line bays)	EU	2006	3,344	783
(b) double pi-connection of Nabek-Kotaifa (4x0.5km)	PEDEEE	2006	63	29
<b>Total</b>		2006	<b>3,407</b>	<b>812</b>
(19) Construction of 66/20kV Harasta substation		2006		
(a) Harasta (2x30MVA TR,2x66kV OII line bays)	EU	2006	2,868	671
(b) Harasta-Erbeen 66kV OII line (1 oct. 3.5km)	PEDEEE	2006	110	51
(c) Erbeen (1x66kV OII line bay)	EU	2006	136	32
(d) Harasta-Al Faihaa 66kV OII line (2 oct. 6km)	PEDEEE	2006	378	176
(e) Al Faihaa (2x66kV OII line bay)	EU	2006	272	64
<b>Total</b>		2006	<b>3,764</b>	<b>994</b>
(20) Construction of 66/20kV Nashabieh substation		2006		
(a) Nashabieh (2x30MVA TR,2x66kV OII line bays)	EU	2006	2,868	671
(b) pi-connection of Izaa-Jaramana (2x0.5km)	PEDEEE	2006	32	15
<b>Total</b>		2006	<b>2,899</b>	<b>686</b>
(21) Construction of 66/20kV Meleha substation		2006		
(a) Meleha (2x30MVA TR,2x66kV OII line bays)	EU	2006	2,868	671
(b) pi-connection of Izaa-Jaramana (2x0.5km)	PEDEEE	2006	32	15
<b>Total</b>		2006	<b>2,899</b>	<b>686</b>
(22) Construction of 66/20kV Kudsia-1 substation		2006		
(a) Kudsia-1 (2x30MVA TR,2x66kV OII line bays)	EU	2006	2,868	671
<b>Total</b>		2006	<b>2,868</b>	<b>671</b>
(23) Construction of 66/20kV Kudsia-2 substation		2006		
(a) Kudsia-2 (2x30MVA TR,2x66kV OII line bays)	EU	2006	2,868	671
(b) Kudsia 2-Kudsia 166kV OII line (1 oct. 2.0km)	PEDEEE	2006	63	29
(c) Kudsia 1 (1x66kV OII line bay)	EU	2006	136	32
(d) Kudsia 2-Dimas 66kV OII line (1 oct. 11km)	PEDEEE	2006	347	161
(e) Dimas (1x66kV OII line bay)	EU	2006	136	32
<b>Total</b>		2006	<b>3,549</b>	<b>925</b>
(24) Construction of 66/20kV Darea substation		2006		
(a) Darea (2x30MVA TR,2x66kV OII line bays)	EU	2006	2,868	671
(b) Darea-Midan II 66kV OII line (1 oct. 7km)	PEDEEE	2006	221	102
(c) Midan II (1x66kV OII line bay)	EU	2006	136	32
(d) Darea-Fursan 66kV OII line (1 oct. 4km)	PEDEEE	2006	126	59
(e) Fursan (1x66kV OII line bay)	EU	2006	136	32
<b>Total</b>		2006	<b>3,486</b>	<b>896</b>
<b>Total 2006</b>		<b>2006</b>	<b>26,411</b>	<b>6,546</b>
<b>Grand Total</b>			<b>77,639</b>	<b>19,408</b>
			<b>Total FC+LC</b>	<b>97,046</b>



付録 11-3(2) 変圧器の増容量

Subprojects for Augmentation and Extension		Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
				F/C (US\$1,000)	L/C (US\$1,000)
(1) Midan II	80 to 120MVA (1x20+2x30 to 4x30)	PEDEEE	2000	844	198
(2) Ersal	40 to 60 MVA (2x20 to 2x30)	PEDEEE	2000	844	198
(3) Fursan	60 to 90 MVA (2x30 to 3x30)	PEDEEE	2000	422	99
(4) Al maarad	40 to 60 MVA (2x20 to 3x30)	PEDEEE	2000	1,265	296
<b>Total 2000</b>			<b>2000</b>	<b>3,376</b>	<b>790</b>
(1) Mazzrha	60 to 70 MVA (3x20 to 2x20+1x30)		2002	422	99
(2) Al Ashmar	40 to 80 MVA (2x20 to 2x40)		2002	1,037	243
(3) Qaboon II	50 to 60 MVA (1x30+1x20 to 2x30)		2002	422	99
(4) Dummer	40 to 60 MVA (2x20 to 3x20)		2002	170	40
(5) Duma	50 to 90 MVA (1x30+1x20 to 3x30)		2002	844	198
(6) Adra II	20 to 60 MVA (1x20 to 3x20)		2002	340	80
(7) Kotaifa	10 to 20 MVA (1x10 to 1x20)		2002	170	40
(8) Nabek	40 to 70 MVA (2x20 to 2x20+1x30)		2002	422	99
(9) Al Hameh	40 to 90 MVA (2x20 to 3x30)		2002	1,265	296
(10) Zabadani	40 to 60 MVA (2x20 to 2x30)		2002	844	198
(11) Kisweh	40 to 70 MVA (2x20 to +2x20+1x30)		2002	422	99
(12) Dimas	20 to 40 MVA (1x20 to 2x20)		2002	170	40
(13) Kudseia	10 to 40 MVA (1x10 to 2x20)		2002	340	80
(14) Erbeen	40 to 60 MVA (2x20 to 3x20)		2002	170	40
(15) Dawar Al Matar	40 to 60 MVA(2x20 to 3x20)		2002	170	40
(16) Adra I	50 to 80 MVA(2x20+1x10 to 1x20+2x30)		2002	844	198
(17) Al Matar	30 to 60 MVA(2x5+1x20 to 2x5+1x20+1x30)		2002	422	99
(18) Izaa	40 to 60 MVA(2x20 to 3x20)		2002	392	92
(19) Al Faihaa	40 to 60 MVA(2x20 to 3x20)		2002	392	92
(20) Khan Al Shih	20 to 40 MVA(1x20 to 2x20)		2002	392	92
(21) Al Maarad	60 to 120 MVA(2x30 to 3x40)		2002	1,556	364
<b>Total 2002</b>			<b>2002</b>	<b>11,208</b>	<b>2,624</b>
(1) Amaween	60 to 80 MVA(3x20 to 1x20+2x30)		2005	844	198
(2) Al Hajer Al Aswad	60 to 90 MVA (2x30 to 3x30)		2005	422	99
(3) Dummer	60 to 90 MVA (3x20 to 3x30)		2005	1,265	296
(4) Kafersuseh	60 to 100 MVA(2x30 to 2x50)		2005	1,249	292
(5) Harash	60 to 100 MVA(2x30 to 2x50)		2005	1,249	292
(6) Adra I	80 to 110 MVA(1x20+2x30 to 1x20+3x30)		2005	422	99
(7) Sydanaya	40 to 60MVA (2x20 to 3x20)		2005	170	40
(8) Erbeen	60 to 80 MVA(3x20 to 1x20+2x30)		2005	350	82
(9) Zabltani	60 to 100 MVA(2x30 to 2x50)		2005	1,249	292
(10) Kotaifa	20 to 40 MVA(1x20 to 2x20)		2005	170	40
<b>Total 2005</b>			<b>2005</b>	<b>7,390</b>	<b>1,730</b>
(1) Mazzrha	70 to 90 MVA(2x20+1x30 to 3x30)		2007	844	198
(2) Amaween	80 to 120 MVA(1x20+2x30 to 3x40)		2007	1,556	364
(3) Mazzzhe	60 to 80 MVA(3x20 to 1x20+2x30)		2007	350	82
(4) Midan I	60 to 80 MVA(3x20 to 1x20+2x30)		2007	350	82
(5) Al Ashmar	80 to 100 MVA(2x40 to 2x40+1x20)		2007	170	40
(6) Thawra	90 to 120 MVA(3x30 to 3x40)		2007	1,556	364
(7) Dawar Al Matar	60 to 80 MVA(3x20 to 1x20+2x30)		2007	350	82
(8) Qsoor	60 to 100 MVA (2x30 to 2x50)		2007	1,249	292
(9) Hosh Blas	60 to 90 MVA(2x30 to 2x40)		2007	1,037	243
(10) Zabadani	60 to 90 MVA(2x30 to 3x30)		2007	170	40
(11) Khan Al Shih	40 to 60 MVA(2x20 to 3x20)		2007	170	40
(12) Al jamha	40 to 60 MVA(2x20 to 2x30)		2007	350	82
(13) Al Matar	60 to 70 MVA(2x5+1x20+1x30 to 2x5+2x30)		2007	422	99
(14) New Ersal	120 to 160 MVA(3x40 to 4x40)		2007	519	122
<b>Total 2007</b>			<b>2007</b>	<b>9,095</b>	<b>2,129</b>
(1) Adra I	90 to 120 MVA(3x30 to 4x30)		2009	422	99
(2) Kisweh	70 to 90 MVA(2x20+1x30 to 3x30)		2009	844	198
(3) Erbeen	80 to 90 MVA(1x20+2x30 to 3x30)		2009	422	99
(4) Harasta	60 to 90 MVA(2x30 to 3x30)		2009	422	99
<b>Total 2009</b>			<b>2009</b>	<b>2,111</b>	<b>494</b>
(1) Duma	90 to 120 MVA(3x30 to 4x30)		2010	422	99
(2) Al Hameh	90 to 120 MVA(3x30 to 4x30)		2010	422	99
<b>Total 2010</b>			<b>2010</b>	<b>844</b>	<b>198</b>
<b>Grand Total</b>				<b>33,178</b>	<b>7,768</b>
				<b>Total FC+LC</b>	<b>40,946</b>

付録 11-3(3) 20 kV 開閉器の取替え

Subprojects for Augmentation and Extension		Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
				F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
<b>(1) Replacement of 20kV Circuit Breaker</b>					
(a) Midan I	28 nos. of 20kV CB	PEDEEE	1999	529	124
(b) Ersal	35 nos. of 20kV CB	PEDEEE	2000	662	155
(c) Qaboon I	10 nos. of 20kV CB	PEDEEE	2000	189	44
<b>Total 2000</b>			<b>2000</b>	<b>1,380</b>	<b>323</b>
(a) Midan II	47nos. of 20kV CB		2002	888	208
(b) Dumta	16 nos. of 20kV CB		2002	302	71
(c) Adra I	8 nos. of 20kV CB		2002	151	35
(d) Adra II	11 nos. of 20kV CB		2002	208	49
<b>Total 2002</b>			<b>2002</b>	<b>1,550</b>	<b>363</b>
(a) Qaboon I	52 nos. of 20kV CB		2005	983	230
(b) Mazzhe	10 nos. of 20 kV CB		2005	189	44
(c) Amaween	25 nos. of 20kV CB		2005	473	111
(d) Kotaife	12 nos. of 20kV CB		2005	227	53
(e) Qaboon II	18 nos. of 20 kV CB		2005	340	80
<b>Total 2005</b>			<b>2005</b>	<b>2,211</b>	<b>518</b>
<b>Subtotal (1)</b>				<b>5,141</b>	<b>1,204</b>
<b>(2) Replacement of Complete set of 20kV Switchgear</b>			2000		
(a) Ashmar	Complete 20kV switchgear	PEDEEE	2000	1,041	244
(b) Thawra	Complete 20kV switchgear	PEDEEE	2000	2,953	691
<b>Total 2000</b>			<b>2000</b>	<b>3,994</b>	<b>935</b>
(a) Mazzrha	Complete 20kV switchgears		2005	1,477	346
(b) Bab Sharki	Complete 20 kV Switchgears		2005	1,477	346
(c) Nabek	Complete 20kV switchgears		2005	1,477	346
(d) Al Hameh	Complete 20kV switchgears		2005	1,477	346
(e) Al Matar	Complete 20kV switchgears		2005	1,041	244
<b>Total 2005</b>			<b>2005</b>	<b>6,948</b>	<b>1,627</b>
(a) Al Hajer Al Aswad	Complete 20kV switchgears		2010	1,477	346
(b) Al Jamha	Complete 20kV switchgears		2010	1,041	244
(c) Dummer	Complete 20kV switchgears		2010	1,477	346
(d) Sydanaya	Complete 20kV switchgears		2010	1,041	244
(e) Zabadani	Complete 20kV switchgears		2010	1,477	346
(f) Fursan	Complete 20kV switchgears		2010	1,477	346
(g) Izaa	Complete 20kV switchgears		2010	1,041	244
(h) Kisweh	Complete 20kV switchgears		2010	1,477	346
(i) Al Maarad	Complete 20kV switchgears		2010	1,477	346
(j) Al Faihaa	Complete 20kV switchgears		2010	1,041	244
<b>Total 2010</b>			<b>2010</b>	<b>13,023</b>	<b>3,049</b>
<b>Subtotal (2)</b>				<b>23,965</b>	<b>5,611</b>
<b>Grand Total</b>				<b>29,106</b>	<b>6,815</b>

Total FC+I.C 35,921

付録 11-3(4) 66 kV 系統の増強

Subprojects for Augmentation and Extension	Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
			F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(1) 66kV connection to 230/66kV Zahera substation		2001		
(a) Sheikh Hassan-Zaherar 66kV UG line (1 cct. 1.7km 630sqmm)	PEDEEE	2001	321	149
(b) Zahera -Al Ashmar 66kV UG line (1cct.3.0km)	PEDEEE	2001	567	263
(c) Al Ashmar(one 66kV UG line bay for Zahera)	PEDEEE	2001	136	32
(d) Connection of Midan II-DAM UG line (Midan II side only,0.5km)	PEDEEE	2001	95	41
(e) Zahera -Dawar Al Matar 66kV UG line (1cct., 630sqmm, 2.5 km)	PEDEEE	2001	473	219
(f) Zahera -Bab Sharki 66kV UG line (1cct.3.8km 630sqmm)	PEDEEE	2001	718	333
(g) Zahera -AlHAA 66kV OH line (1cct.3.6km)	PEDEEE	2001	113	53
(h) Bab Sharki(one 66kV UG line bay for Zahera)	PEDEEE	2001	136	32
(i) Al Hajar Al Aswad (one 66kV OH line bay for Zahera)	PEDEEE	2001	136	32
<b>Total</b>		2001	<b>2,695</b>	<b>1,157</b>
<b>Total 2001</b>		2001	<b>2,695</b>	<b>1,157</b>
(1) Upgrading of existing cables		2005		
(a) Midan II-AlHAA UG line (1 cct.630sqmm,2.8km)	PEDEEE	2005	529	246
<b>Total</b>		2005	<b>529</b>	<b>246</b>
(2) Construction of new 66kV UG line		2005		
(a) Mazzraha-Ersal (1 cct.3km 630sqmm)	PEDEEE	2005	567	263
(b) Mazzraha (one 66kV UG line bay)	PEDEEE	2005	136	32
(c) Ersal (one 66kV UG line bay)	PEDEEE	2005	136	32
<b>Total</b>		2005	<b>839</b>	<b>327</b>
(3) Construction of 66kV 2nd OH line		2005		
(a) Kotaifa-Sydanaya (23.8km)	PEDEEE	2005	750	348
(b) Kotaifa-Adra II (19.2km)	PEDEEE	2005	290	135
(c) Adra I-Adra II (2.3km)	PEDEEE	2005	72	34
(d) Qaboon II-Duma (10.6km)	PEDEEE	2005	334	155
(e) Kotaifa (two 66kV OH line bay)	PEDEEE	2005	272	64
(f) Sydanaya (one 66kV OH line bay)	PEDEEE	2005	136	32
(g) Arda I (one 66kV OH line bay)	PEDEEE	2005	136	32
(h) Arda II (two 66kV OH line bays)	PEDEEE	2005	272	64
(i) Qaboon II (one 66kV OH line bay)	PEDEEE	2005	136	32
(j) Duma (one 66kV OH line bay)	PEDEEE	2005	136	32
<b>Total</b>		2005	<b>2,534</b>	<b>926</b>
(4) Construction of new 66kV OH line		2005		
(a) Kisweh-Al Maarad (1cct. 24km)	PEDEEE	2005	76	35
(b) Kisweh (one 66 kV OH line bay)	PEDEEE	2005	136	32
(c) Maarad (one 66 kV OH line bay)	PEDEEE	2005	136	32
<b>Total</b>		2005	<b>348</b>	<b>99</b>
<b>Total 2005</b>		2005	<b>4,251</b>	<b>1,598</b>
(1) Upgrading the existing cables		2006		
(a) Mazzraha-Thawra UG line (1 cct. 630sqmm, 3km)	PEDEEE	2006	567	263
<b>Total</b>		2006	<b>567</b>	<b>263</b>
(2) Construction of 2nd OH line		2006		
(a) Kotaifa-Nabek OH line (34.8km)	PEDEEE	2006	1,096	509
(b) Kotaifa(1x66kV OH line bay)	PEDEEE	2006	136	32
(c) Nabek (1x66kV OH line bay)	PEDEEE	2006	136	32
<b>Total</b>		2006	<b>1,368</b>	<b>573</b>
<b>Total 2006</b>		2006	<b>1,935</b>	<b>836</b>
(1) Construction of 2nd OH line		2008		
(a) Dimas-Switching Station OH line ( 10km)	PEDEEE	2008	315	146
(b) Dimas(1x66kV OH line bay)	PEDEEE	2008	136	32
(c) Switching Station(1x66kV OH line bay)	PEDEEE	2008	136	32
<b>Total</b>		2008	<b>587</b>	<b>210</b>
(2) 66kV line connectio to 230/66kV Saiedeh Zinab substation		2008		
(a) Saiedeh Zinab-Yalda 66kV OH line (1 cct. 2.5km)	PEDEEE	2008	79	37
(b) Yalda (1x66kV OH line bay)	PEDEEE	2008	136	32
(c) pi-connection of Al Maarad-Kisweh (2x1.5km)	PEDEEE	2008	95	44
(d) Saiedeh Zinab - Al Maarad OH line (2nd cct. 4 km)	PEDEEE	2008	126	59
(e) Al Maarad (1 x 66kV OH line bay)	PEDEEE	2008	136	32
<b>Total</b>		2008	<b>571</b>	<b>203</b>
(3) 66kV line connection to 230.66kV Baramekha substation		2008		
(a) pi-connection of Al Jamhah-Ersal UG line(2x0.5km)	PEDEEE	2008	189	88
(b) pi-connection of Al Jamhah-Kafersuseh UG line(2x0.6km)	PEDEEE	2008	227	105
(c) Baramekha-Ersal UG line(1 cct.6km)	PEDEEE	2008	1,134	527
(d) Baramekha-Midan I UG line(1 cct.2.5km)	PEDEEE	2008	473	219
(e) Ersal (1x66kV UG line bay)	PEDEEE	2008	136	32
(f) Midan I (1x66kV UG line bay)	PEDEEE	2008	136	32
<b>Total</b>		2008	<b>2,294</b>	<b>1,003</b>
<b>Total 2008</b>		2008	<b>3,453</b>	<b>1,415</b>
<b>Grand Total</b>			<b>12,334</b>	<b>5,006</b>

Total FC+IC 17,340

付録 11-3(5) キャパシタの設置

Subprojects for Augmentation and Extension		Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
				F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(a) Bab Sharki	(3 x 5MVar)	PEDEEE	1999	121	28
(b) Ersal	(2 x 5MVar)	PEDEEE	1999	81	19
(c) Mazzrha	(3 x 5MVar)	PEDEEE	1999	121	28
(d) Ashmar	(2 x 5 MVar)	PEDEEE	1999	81	19
(e) Thawra	(2 x 10 MVar)	PEDEEE	1999	146	34
(f) Midan I	(3 x 5 MVar)	PEDEEE	1999	121	28
(g) Al Hajer	(2 x 10 MVar)	PEDEEE	1999	146	34
(h) Duma	(1 x 5 +1 x 10 MVar)	PEDEEE	1999	113	27
(i) Al Nabek	(2 x 5 MVar)	PEDEEE	1999	81	19
(j) Midan II	(2 x 10 +1x5 MVar)	PEDEEE	1999	186	44
(k) Maarad	(2 x 10MVar)	PEDEEE	1999	146	34
Total 1999			1999	1,343	314
(a) Sydanaya	(3x5MVar)		2002	121	28
(b) Al Faihaa	(2x10MVar)		2002	146	34
(c) Qaboon I	(3 x 10 MVar)		2002	219	51
Total 2002			2002	486	114
(a) Dummar	2x5 Mvar		2005	81	19
(b) Dimas	2x5 Mvar		2005	81	19
(c) Fursan	2x10 Mvar		2005	146	34
(d) Kisweh	2x5 Mvar		2005	81	19
(e) Adra I	2x5 Mvar		2005	81	19
(f) Erbeen	2x5 Mvar		2005	81	19
(g) Al Matar	2x5 Mvar		2005	81	19
(h) Zabadani	2x5 Mvar		2005	81	19
(i) Al Hameh	2x5 Mvar		2005	81	19
(j) Amaween	3x5 Mvar		2005	81	19
(k) Al Janihaa	2x5 Mvar		2005	81	19
(l) Mazzhe	3x5 Mvar		2005	81	19
(m) Dawar Al Matar	2x5 Mvar		2005	81	19
(n) Adra II	2x5 Mvar		2005	81	19
(o) Qaboon II	2x5 Mvar		2005	81	19
Total 2005			2005	1,275	299
(a) Kotaifa	2x5 Mvar		2008	81	19
(b) Izaa	2x5 Mvar		2008	81	19
(c) Adra 2	2x5 Mvar		2008	81	19
(d) Qaboon 2	2x10 Mvar		2008	146	34
(e) Kisweh	2x5 Mvar		2008	81	19
(f) Zabadani	1x5 Mvar		2008	40	9
(g) Mazzrha	3x5 Mvar		2008	121	28
(h) Ersal	2x5 Mvar		2008	81	19
(i) Al Maarad	1x10 Mvar (2x10 to 3x10Mvar)		2008	73	17
Total 2008			2008	784	183
Grand Total				3,888	910
				Total FC+LC	4,799

付録 11-3(6) 66 kV 遮断器の取替え

Subprojects for Augmentation and Extension		Financing source	Comm. year	Cost Estimate	
				F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(a) Mazzrha	9 nos. of 66kV CB		2002	295	69
(b) Amaween	9 nos. of 66kV CB		2002	295	69
(c) Midan I	6 nos. of 66kV CB		2002	197	46
Total 2002			2002	786	184
(a) Mazzhe	5 nos. of 66kV CB		2005	164	38
(b) Qaboon II	13 nos. of 66kV CB		2005	426	100
(c) Al Hajer Al Aswed	6 nos. of 66kV CB		2005	197	46
(d) Fursan	6 nos. of 66kV CB		2005	197	46
Total 2005			2005	983	230
(a) Adra II	9 nos. of 66kV CB		2010	295	69
(b) Al Hameh	2 nos. of 66kV CB		2010	66	15
Total 2010			2010	360	84
Grand Total				2,129	499
				Total FC+LC	2,628

付録 11-4(1) 20 kV フィーダーの増強

Subprojects for Augmentation and Extension	Type	Qty	unit	Comm. year	Cost Estimate	
					F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(1) For Damascus City Distribution Company						
(a) Reinforcement of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	164	km	2002	3,005	2,576
(b) Construction of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	60	km	2002	1,100	942
(c) Construction of service connection by 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	4	km	2002	73	63
(d) Replacement of Oil-cable to XLPE cable	C185AL, 1CCT	174	km	2002	3,189	2,733
<b>Total</b>					<b>7,367</b>	<b>6,314</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Reinforcement of 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	229	km	2002	2,474	1,293
(b) Reinforcement of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	35	km	2002	641	550
(c) Reinforcement of 20 kV overhead cable lines	C185AL, 1CCT	15	km	2002	520	223
(d) Construction of 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	77	km	2002	756	395
(e) Construction of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	12	km	2002	220	188
(f) Construction of 20 kV overhead cable lines	C185AL, 1CCT	3	km	2002	95	41
(g) Construction of service connection by 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	140	km	2002	1,033	517
(h) Replacement of Oil-cable to XLPE cable	C185AL, 1CCT	34	km	2002	623	534
<b>Total</b>					<b>6,362</b>	<b>3,741</b>
<b>Total for 2002</b>				<b>2002</b>	<b>13,729</b>	<b>10,056</b>
(1) For Damascus City Distribution Company						
(a) Reinforcement of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	164	km	2005	3,005	2,576
(b) Construction of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	60	km	2005	1,100	942
(c) Construction of service connection by 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	4	km	2005	73	63
<b>Total</b>					<b>4,178</b>	<b>3,581</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Reinforcement of 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	229	km	2005	2,474	1,293
(b) Reinforcement of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	35	km	2005	641	550
(c) Reinforcement of 20 kV overhead cable lines	C185AL, 1CCT	15	km	2005	520	223
(d) Construction of 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	77	km	2005	756	395
(e) Construction of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	12	km	2005	220	188
(f) Construction of 20 kV overhead cable lines	C185AL, 1CCT	3	km	2005	95	41
(g) Construction of service connection by 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	140	km	2005	1,033	517
<b>Total</b>					<b>5,739</b>	<b>3,207</b>
<b>Total for 2005</b>				<b>2005</b>	<b>9,917</b>	<b>6,789</b>
(1) For Damascus City Distribution Company						
(a) Reinforcement of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	273	km	2010	5,003	4,288
(b) Construction of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	100	km	2010	1,833	1,571
(c) Construction of service connection by 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	7	km	2010	128	110
<b>Total</b>					<b>6,964</b>	<b>5,969</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Reinforcement of 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	278	km	2010	3,004	1,570
(b) Reinforcement of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	10	km	2010	183	157
(c) Reinforcement of 20 kV overhead cable lines	C185AL, 1CCT	7	km	2010	243	104
(d) Construction of 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	208	km	2010	2,043	1,068
(e) Construction of 20 kV underground lines	C185AL, 1CCT	32	km	2010	586	503
(f) Construction of 20 kV overhead cable lines	C185AL, 1CCT	6	km	2010	189	81
(g) Construction of service connection by 20 kV overhead lines	120AS, 1 CCT	200	km	2010	1,476	739
<b>Total</b>					<b>7,724</b>	<b>4,221</b>
<b>Total for 2010</b>				<b>2010</b>	<b>14,687</b>	<b>10,190</b>
<b>Grand Total</b>					<b>38,334</b>	<b>27,034</b>
					<b>Total FC+LC</b>	<b>65,368</b>

付録 11-4(2) 20 kV 系統の増強(自動事故点捜査機を適用)

Subprojects for Augmentation and Extension	Type	Qty	unit	Comm. year	Cost Estimate	
					F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
<b>B. Improvement of 20 kV System by applying auto-fault detecting switches</b>						
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) 20 kV auto-fault detecting device	20 kV	283		2002	708	362
(b) Vacuum type load break switches	20 kV	63		2002	1,838	625
(c) Load break switch for interconnection	20 kV	283		2002	2,358	923
(d) Fault section indicators	20 kV	126		2002	126	43
(e) Reclosing relay	20 kV	126		2002	210	71
(f) 20 kV/100V transformers	Grounded at 20 kV	283		2002	1,132	385
<b>Total</b>					<b>6,371</b>	<b>2,410</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) 20 kV auto-fault detecting device	20 kV	262		2002	655	335
(b) Vacuum type load break switches	20 kV	54		2002	1,575	536
(c) Load break switch for interconnection	20 kV	262		2002	2,183	855
(d) Fault section indicators	20 kV	104		2002	104	35
(e) Reclosing relay	20 kV	104		2002	173	59
(f) 20 kV/100 V transformers	Grounded at 20 kV	262		2002	1,048	356
<b>Total</b>					<b>5,739</b>	<b>2,176</b>
<b>Total for 2002</b>				<b>2002</b>	<b>12,110</b>	<b>4,586</b>
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) 20 kV auto-fault detecting device	20 kV	283		2005	708	362
(b) Vacuum type load break switches	20 kV	63		2005	1,838	625
(c) Load break switch for interconnection	20 kV	283		2005	2,358	923
(d) Fault section indicators	20 kV	126		2005	126	43
(e) Reclosing relay	20 kV	126		2005	210	71
(f) 20 kV/100 V transformers	Grounded at 20 kV	283		2005	1,132	385
<b>Total</b>					<b>6,371</b>	<b>2,410</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) 20 kV auto-fault detecting device	20 kV	262		2005	655	335
(b) Vacuum type load break switches	20 kV	54		2005	1,575	536
(c) Load break switch for interconnection	20 kV	262		2005	2,183	855
(d) Fault section indicators	20 kV	104		2005	104	35
(e) Reclosing relay	20 kV	104		2005	173	59
(f) 20 kV/100 V transformers	Grounded at 20 kV	262		2005	1,048	356
<b>Total</b>					<b>5,739</b>	<b>2,176</b>
<b>Total for 2005</b>				<b>2005</b>	<b>12,110</b>	<b>4,586</b>
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) 20 kV auto-fault detecting device	20 kV	204		2010	510	261
(b) Vacuum type load break switches	20 kV	45		2010	1,313	446
(c) Load break switch for interconnection	20 kV	204		2010	1,700	666
(d) Fault section indicators	20 kV	92		2010	92	31
(e) Reclosing relay	20 kV	92		2010	153	52
(f) 20 kV/100 V transformers	Grounded at 20 kV	204		2010	816	277
<b>Total</b>					<b>4,584</b>	<b>1,734</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) 20 kV auto-fault detecting device	20 kV	248		2010	620	317
(b) Vacuum type load break switches	20 kV	45		2010	1,313	446
(c) Load break switch for interconnection	20 kV	248		2010	2,067	809
(d) Fault section indicators	20 kV	98		2010	98	33
(e) Reclosing relay	20 kV	98		2010	163	56
(f) 20 kV/100 V transformers	Grounded at 20 kV	248		2010	992	337
<b>Total</b>					<b>5,252</b>	<b>1,999</b>
<b>Total for 2010</b>				<b>2010</b>	<b>9,836</b>	<b>3,733</b>
<b>Grand Total</b>					<b>34,056</b>	<b>12,905</b>
					<b>Total FC+IC</b>	<b>46,961</b>

付録 11-4(3) 20/0.4 kV 変圧器の設置

Subprojects for Augmentation and Extension	Type	Qty	unit	Comm. year	Cost Estimate	
					F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) 200 kVA Transformer	Oil Insulated	18		2002	222	192
(b) 400 kVA Transformer	Natural Air Cooled	134		2002	1,977	1,537
(c) 630 kVA Transformer	Three Phase	507		2002	9,768	6,594
(d) 1,000 kVA Transformer		18		2002	529	296
(e) 1,600 kVA Transformer		9		2002	485	223
<b>Total</b>					<b>12,981</b>	<b>8,842</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) 50 kVA Transformer	Oil Insulated	8		2002	37	17
(b) 100 kVA Transformer	Natural Air Cooled	36		2002	186	81
(c) 200 kVA Transformer	Three Phase	223		2002	1,520	638
(d) 400 kVA Transformer		398		2002	4,595	2,766
(e) 630 kVA Transformer		330		2002	6,358	4,292
(f) 1,000 kVA Transformer		28		2002	823	460
(g) 1,600 kVA Transformer		13		2002	701	322
<b>Total</b>					<b>14,219</b>	<b>8,576</b>
<b>Total for 2002</b>				<b>2002</b>	<b>27,200</b>	<b>17,418</b>
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) 200 kVA Transformer	Oil Insulated	9		2005	111	96
(b) 400 kVA Transformer	Natural Air Cooled	89		2005	1,313	1,021
(c) 630 kVA Transformer	Three Phase	231		2005	4,451	3,004
(d) 1,000 kVA Transformer		18		2005	529	296
<b>Total</b>					<b>6,404</b>	<b>4,417</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) 50 kVA Transformer	Oil Insulated	2		2005	9	4
(b) 100 kVA Transformer	Natural Air Cooled	26		2005	134	59
(c) 200 kVA Transformer	Three Phase	98		2005	668	280
(d) 400 kVA Transformer		180		2005	2,078	1,251
(e) 630 kVA Transformer		125		2005	2,408	1,626
(f) 1,000 kVA Transformer		6		2005	176	99
(g) 1,600 kVA Transformer		6		2005	323	149
<b>Total</b>					<b>5,797</b>	<b>3,467</b>
<b>Total for 2005</b>				<b>2005</b>	<b>12,201</b>	<b>7,885</b>
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) 200 kVA Transformer	Oil Insulated	9		2010	111	96
(b) 400 kVA Transformer	Natural Air Cooled	142		2010	2,095	1,629
(c) 630 kVA Transformer	Three Phase	347		2010	6,686	4,513
(d) 1,000 kVA Transformer		36		2010	1,058	592
<b>Total</b>					<b>9,949</b>	<b>6,830</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) 50 kVA Transformer	Oil Insulated	8		2010	37	17
(b) 100 kVA Transformer	Natural Air Cooled	49		2010	253	111
(c) 200 kVA Transformer	Three Phase	243		2010	1,656	695
(d) 400 kVA Transformer		379		2010	4,376	2,634
(e) 630 kVA Transformer		347		2010	6,686	4,513
(f) 1,000 kVA Transformer		28		2010	823	460
(g) 1,600 kVA Transformer		11		2010	593	273
<b>Total</b>					<b>14,422</b>	<b>8,702</b>
<b>Total for 2010</b>				<b>2010</b>	<b>24,372</b>	<b>15,532</b>
<b>Grand Total</b>					<b>63,773</b>	<b>40,835</b>
					<b>Total FC+LC</b>	<b>104,608</b>

付録 11-4(4) 低圧設備の増強

(1/2)

Subprojects for Augmentation and Extension	Type	Qty	unit	Comm. year	Cost Estimate	
					F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
<b>A. Reinforcement and construction of 0.4 kV feeders</b>						
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines	120AL, 1 CCT	154	km	2002	1,486	730
(b) Construction of 0.4 kV overhead lines	120AL, 1CCT	29	km	2002	254	125
(c) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines by vinyl covered conductor	120AL, 1CCT	6	km	2002	64	30
(d) Construction of 0.4 kV underground lines	120C, 1CCT	43	km	2002	782	537
(e) Construction of service connection with overhead lines	50C, 1CCT	113	km	2002	871	326
(f) Construction of service connection with underground lines	50C, 1CCT	48	km	2002	370	139
<b>Total</b>					<b>3,827</b>	<b>1,886</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines	120AL, 1 CCT	175	km	2002	1,689	830
(b) Construction of 0.4 kV overhead lines	120AL, 1CCT	59	km	2002	518	254
(c) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines by vinyl covered conductor	120AL, 1CCT	7	km	2002	74	35
(d) Construction of 0.4 kV underground lines	120C, 1CCT	9	km	2002	164	112
(e) Construction of service connection with overhead lines	50C, 1CCT	251	km	2002	1,935	724
(f) Construction of service connection with underground lines	50C, 1CCT	13	km	2002	100	38
<b>Total</b>					<b>4,479</b>	<b>1,993</b>
<b>B. Meters and Meter Protection Boxes</b>						
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) Meters		32	1,000	2002	512	230
(b) Meter Protection Boxes		6	1,000	2002	480	235
<b>Total</b>					<b>992</b>	<b>465</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) Meters		53	1,000	2002	848	380
(b) Meter Protection Boxes		11	1,000	2002	880	431
<b>Total</b>					<b>1,728</b>	<b>811</b>
<b>C. Miscellaneous Works</b>						
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) Cable laying		378		2002	85	62
(b) Protection of cables		881		2002	176	98
(c) Installation of key locks		378		2002	0	6
(d) Repairing of transformer station		566		2002	0	24
(e) Repairing of Low voltage distribution panels		441		2002	0	16
(f) Replacement of fuses with the adequate size		944		2002	0	14
(g) Cleaning of facilities		1,384		2002	0	42
(h) Removal of un-used materials/equipment		1,259		2002	0	38
<b>Total</b>					<b>261</b>	<b>299</b>
<b>(2) For Damascus Rural Distribution Company</b>						
(a) Cable laying		793		2002	178	129
(b) Protection of cables		974		2002	195	108
(c) Installation of key locks		108		2002	0	2
(d) Repairing of transformer station		938		2002	0	40
(e) Repairing of Low voltage distribution panels		757		2002	0	28
(f) Replacement of fuses with the adequate size		1,154		2002	0	17
(g) Cleaning of facilities		1,046		2002	0	31
(h) Removal of un-used materials/equipment		901		2002	0	27
<b>Total</b>					<b>373</b>	<b>383</b>
<b>Total for 2002</b>				<b>2002</b>	<b>11,661</b>	<b>5,837</b>
<b>A. Reinforcement and construction of 0.4 kV feeders</b>						
<b>(1) For Damascus City Distribution Company</b>						
(a) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines	120AL, 1 CCT	20	km	2005	193	95
(b) Construction of 0.4 kV overhead lines	120AL, 1CCT	42	km	2005	369	181
(c) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines by vinyl covered conductor	120AL, 1CCT	6	km	2005	64	30
(d) Construction of 0.4 kV underground lines	120C, 1CCT	19	km	2005	345	237



付録 11-4(4) 低圧設備の増強

(2/2)

Subprojects for Augmentation and Extension	Type	Qty	unit	Comm. year	Cost Estimate	
					F/C (US\$1,000)	I/C (US\$1,000)
(e) Construction of service connection with overhead lines	50C, 1CCT	153	km	2005	1,179	442
(f) Construction of service connection with underground lines	50C, 1CCT	66	km	2005	509	190
<b>Total</b>					<b>2,659</b>	<b>1,175</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines	120Al, 1 CCT	28	km	2005	270	133
(b) Construction of 0.4 kV overhead lines	120Al, 1CCT	73	km	2005	641	315
(c) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines by vinyl covered conductor	120Al, 1CCT	7	km	2005	74	35
(d) Construction of 0.4 kV underground lines	120C, 1CCT	7	km	2005	127	87
(e) Construction of service connection with overhead lines	50C, 1CCT	326	km	2005	2,513	941
(f) Construction of service connection with underground lines	50C, 1CCT	17	km	2005	131	49
<b>Total</b>					<b>3,756</b>	<b>1,559</b>
<b>B. Meters and Meter Protection Boxes</b>						
(1) For Damascus City Distribution Company						
(a) Meters		44	1000	2005	704	316
(b) Meter Protection Boxes		9	1000	2005	720	352
<b>Total</b>					<b>1,424</b>	<b>668</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Meters		69	1000	2005	1,104	495
(b) Meter Protection Boxes		14	1000	2005	1,120	548
<b>Total</b>					<b>2,224</b>	<b>1,044</b>
<b>Total for 2005</b>				<b>2005</b>	<b>10,063</b>	<b>4,446</b>
<b>A. Reinforcement and construction of 0.4 kV feeders</b>						
(1) For Damascus City Distribution Company						
(a) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines	120Al, 1 CCT	46	km	2010	444	218
(b) Construction of 0.4 kV overhead lines	120Al, 1CCT	45	km	2010	395	194
(c) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines by vinyl covered conductor	120Al, 1CCT	10	km	2010	106	49
(d) Construction of 0.4 kV underground lines	120C, 1CCT	35	km	2010	636	437
(e) Construction of service connection with overhead lines	50C, 1CCT	300	km	2010	2,312	866
(f) Construction of service connection with underground lines	50C, 1CCT	129	km	2010	994	372
<b>Total</b>					<b>4,888</b>	<b>2,136</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines	120Al, 1 CCT	85	km	2010	820	403
(b) Construction of 0.4 kV overhead lines	120Al, 1CCT	105	km	2010	921	452
(c) Reinforcement of 0.4 kV overhead lines by vinyl covered conductor	120Al, 1CCT	11	km	2010	117	54
(d) Construction of 0.4 kV underground lines	120C, 1CCT	15	km	2010	273	187
(e) Construction of service connection with overhead lines	50C, 1CCT	671	km	2010	5,172	1,937
(d) Construction of service connection with underground lines	50C, 1CCT	35	km	2010	270	101
<b>Total</b>					<b>7,573</b>	<b>3,134</b>
<b>B. Meters and</b>						
(1) For Damascus City Distribution Company						
(a) Meters		86	1000	2010	1,376	617
(b) Meter Protection Boxes		17	1000	2010	1,360	666
<b>Total</b>					<b>2,736</b>	<b>1,283</b>
(2) For Damascus Rural Distribution Company						
(a) Meters		141	1000	2010	2,256	1,012
(b) Meter Protection Boxes		28	1000	2010	2,240	1,096
<b>Total</b>					<b>4,496</b>	<b>2,109</b>
<b>Total for 2010</b>				<b>2010</b>	<b>19,693</b>	<b>8,663</b>
<b>Grand Total</b>					<b>41,417</b>	<b>18,945</b>

Total FC+LC 60,362

## 付録11-5 (1) 感度分析(建設コスト10%上昇の場合)

(Alt-1)  
Cost + 10%

年	建設費 (千US\$)	追加運転保守費 (千US\$)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (千US\$)	追加総費用 (千US\$)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力収入 (千US\$)	純便益 (千US\$)
1999	28,086	0	0	0	28,086	0	0	-28,086
2000	68,785	562	-2,133	-82	69,265	81,826	5,286	-63,979
2001	62,138	1,937	554	21	64,097	193,049	12,471	-51,625
2002	49,124	3,180	4,047	155	52,459	326,099	21,067	-31,392
2003	36,367	4,163	8,452	323	40,853	484,405	31,294	-9,560
2004	44,801	4,890	17,286	662	50,352	714,813	46,178	-4,174
2005	54,361	5,786	47,649	1,823	61,970	900,697	58,187	-3,784
2006	45,231	6,873	129,639	4,961	57,065	1,183,143	76,433	19,368
2007	31,660	7,778	293,067	11,215	50,653	1,532,311	98,990	48,337
2008	30,620	8,411	577,157	22,087	61,118	1,962,936	126,810	65,692
2009	31,426	9,023	988,570	37,832	78,281	2,477,983	160,083	81,802
2010	28,369	9,652	1,512,522	57,883	95,904	3,073,117	198,530	102,626
2011	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2012	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2013	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2014	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2015	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2016	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2017	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2018	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2019	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2020	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2021	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2022	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2023	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2024	0	10,219	1,512,522	57,883	68,102	3,073,117	198,530	130,427
2025	0	9,658	1,512,522	57,883	67,540	3,073,117	198,530	130,989
2026	0	8,282	1,512,522	57,883	66,165	3,073,117	198,530	132,365
2027	0	7,039	1,361,270	52,094	59,134	2,765,805	178,677	119,543
2028	0	6,057	1,210,018	46,306	52,363	2,458,494	158,824	106,461
2029	0	5,329	1,058,765	40,518	45,847	2,151,182	138,971	93,123
2030	0	4,433	907,513	34,730	39,163	1,843,870	119,118	79,955
2031	0	3,346	756,261	28,941	32,287	1,536,559	99,265	66,977
2032	0	2,441	605,009	23,153	25,595	1,229,247	79,412	53,817
2033	0	1,808	453,757	17,365	19,173	921,935	59,559	40,386
2034	0	1,196	302,504	11,577	12,772	614,623	39,706	26,933
2035	0	567	151,252	5,788	6,356	307,312	19,853	13,497
<b>Sum</b>	<b>510,968</b>	<b>255,484</b>	<b>34,583,511</b>	<b>1,323,476</b>	<b>2,089,928</b>	<b>75,929,278</b>	<b>4,905,183</b>	<b>2,815,255</b>
<b>NPV(DR9%)</b>	<b>319,007</b>	<b>62,669</b>	<b>6,330,325</b>	<b>242,255</b>	<b>623,932</b>	<b>15,865,145</b>	<b>1,024,920</b>	<b>400,988</b>
Energy purchase cost (US\$/kWh)			3.83					
Energy sales cost (US\$/kWh)			6.46				EIRR(%)	19.92%

付録 11-5 (2) 感度分析(販売電力量が2010年にて10%減少の場合)

(Alt-2)

Sales - 10%

年	建設費 (千US\$)	追加運転保守費 (千US\$)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (千US\$)	追加総費用 (千US\$)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力収入 (千US\$)	純便益 (千US\$)
1999	25,533	0	0	0	25,533	0	0	-25,533
2000	62,532	511	-2,092	-80	62,963	80,166	5,179	-57,784
2001	56,489	1,761	711	27	58,278	178,266	11,516	-46,761
2002	44,658	2,891	4,293	164	47,713	292,982	18,927	-28,786
2003	33,061	3,784	8,467	324	37,169	426,187	27,533	-9,637
2004	40,728	4,445	14,131	541	45,714	580,837	37,523	-8,191
2005	49,419	5,260	25,181	964	55,643	760,870	49,154	-6,489
2006	41,119	6,248	54,231	2,075	49,443	973,334	62,879	13,437
2007	28,782	7,071	123,338	4,720	40,573	1,228,211	79,345	38,772
2008	27,836	7,646	250,337	9,580	45,063	1,533,075	99,040	53,977
2009	28,569	8,203	465,502	17,814	54,586	1,899,410	122,706	68,119
2010	25,790	8,775	778,397	29,788	64,353	2,329,868	150,514	86,161
2011	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2012	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2013	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2014	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2015	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2020	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2021	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2022	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2023	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2024	0	9,290	778,397	29,788	39,079	2,329,868	150,514	111,435
2025	0	8,780	778,397	29,788	38,568	2,329,868	150,514	111,946
	0	7,529	778,397	29,788	37,317	2,329,868	150,514	113,197
	0	6,399	700,557	26,810	33,209	2,096,881	135,463	102,254
	0	5,506	622,718	23,831	29,337	1,863,894	120,411	91,074
	0	4,845	544,878	20,852	25,697	1,630,908	105,360	79,663
2030	0	4,030	467,038	17,873	21,903	1,397,921	90,308	68,405
	0	3,042	389,199	14,894	17,936	1,164,934	75,257	57,321
	0	2,220	311,359	11,915	14,135	931,947	60,206	46,071
	0	1,644	233,519	8,937	10,580	698,960	45,154	34,574
	0	1,087	155,679	5,958	7,045	465,974	30,103	23,058
2035	0	516	77,840	2,979	3,495	232,987	15,051	11,557
合計	464,516	232,258	17,679,635	676,582	1,373,356	58,045,500	3,749,855	2,376,499
NPV(DR9%)	290,007	56,972	3,209,620	122,829	469,808	12,300,493	794,636	324,829
Energy purchase cost (US\$/kWh)			3.83					
Energy sales cost (US\$/kWh)			6.46				EIRR(%)	18.91%

付録11-5 (3) 感度分析(電力購入料金が20%上昇の場合)

(Alt-3)

HV Supply Price :+20%

年	建設費 (千US\$)	追加運転保守費 (千US\$)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (千US\$)	追加総費用 (千US\$)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力収入 (千US\$)	純便益 (千US\$)
1999	25,533	0	0	0	25,533	0	0	-25,533
2000	62,532	511	-2,133	-98	62,945	81,826	5,286	-57,659
2001	56,489	1,761	554	25	58,276	193,049	12,471	-45,804
2002	44,658	2,891	4,047	186	47,735	326,099	21,067	-26,668
2003	33,061	3,784	8,452	388	37,233	484,405	31,294	-5,940
2004	40,728	4,445	17,286	794	45,967	714,813	46,178	211
2005	49,419	5,260	47,649	2,188	56,867	900,697	58,187	1,320
2006	41,119	6,248	129,639	5,953	53,321	1,183,143	76,433	23,113
2007	28,782	7,071	293,067	13,458	49,311	1,532,311	98,990	49,679
2008	27,836	7,646	577,157	26,505	61,987	1,962,936	126,810	64,823
2009	28,569	8,203	988,570	45,398	82,170	2,477,983	160,083	77,913
2010	25,790	8,775	1,512,522	69,459	104,024	3,073,117	198,530	94,506
2011	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2012	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2013	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2014	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2015	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2020	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2021	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2022	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2023	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2024	0	9,290	1,512,522	69,459	78,750	3,073,117	198,530	119,780
2025	0	8,780	1,512,522	69,459	78,239	3,073,117	198,530	120,291
	0	7,529	1,512,522	69,459	76,988	3,073,117	198,530	121,541
	0	6,399	1,361,270	62,513	68,913	2,765,805	178,677	109,764
	0	5,506	1,210,018	55,567	61,073	2,458,494	158,824	97,750
	0	4,845	1,058,765	48,621	53,466	2,151,182	138,971	85,504
2030	0	4,030	907,513	41,676	45,706	1,843,870	119,118	73,412
	0	3,042	756,261	34,730	37,772	1,536,559	99,265	61,493
	0	2,220	605,009	27,784	30,003	1,229,247	79,412	49,409
	0	1,644	453,757	20,838	22,482	921,935	59,559	37,077
	0	1,087	302,504	13,892	14,979	614,623	39,706	24,727
2035	0	516	151,252	6,946	7,462	307,312	19,853	12,391
Sum	464,516	232,258	34,583,511	1,588,172	2,284,946	75,929,278	4,905,183	2,620,238
NPV(DR9%)	290,007	56,972	6,330,325	290,706	637,685	15,865,145	1,024,920	387,235
Energy purchase cost (US\$/kWh)			4.596					
Energy sales cost (US\$/kWh)			6.46				EIRR(%)	20.87%

付録 11-5 (4) 感度分析(電力販売料金が20%減少の場合)

(Alt-4)

L.V Sales Price :-20%

年	建設費 (千US\$)	追加運転保守費 (千US\$)	追加購入電力量 (MWh)	追加購入電力費 (千US\$)	追加総費用 (千US\$)	追加販売電力量 (MWh)	追加販売電力収入 (千US\$)	純便益 (千US\$)
1999	25,533	0	0	0	25,533	0	0	-25,533
2000	62,532	511	-2,133	-82	62,961	81,826	4,229	-58,732
2001	56,489	1,761	554	21	58,272	193,049	9,977	-48,295
2002	44,658	2,891	4,047	155	47,704	326,099	16,853	-30,851
2003	33,061	3,784	8,452	323	37,169	484,405	25,034	-12,135
2004	40,728	4,445	17,286	662	45,835	714,813	36,942	-8,893
2005	49,419	5,260	47,649	1,823	56,502	900,697	46,548	-9,954
2006	41,119	6,248	129,639	4,961	52,329	1,183,143	61,145	8,816
2007	28,782	7,071	293,067	11,215	47,068	1,532,311	79,190	32,122
2008	27,836	7,646	577,157	22,087	57,570	1,962,936	101,445	43,875
2009	28,569	8,203	988,570	37,832	74,604	2,477,983	128,062	53,458
2010	25,790	8,775	1,512,522	57,883	92,447	3,073,117	158,819	66,371
2011	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2012	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2013	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2014	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2015	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2020	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2021	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2022	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2023	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2024	0	9,290	1,512,522	57,883	67,173	3,073,117	158,819	91,646
2025	0	8,780	1,512,522	57,883	66,662	3,073,117	158,819	92,156
	0	7,529	1,512,522	57,883	65,412	3,073,117	158,819	93,407
	0	6,399	1,361,270	52,094	58,494	2,765,805	142,937	84,443
	0	5,506	1,210,018	46,306	51,812	2,458,494	127,055	75,243
	0	4,845	1,058,765	40,518	45,363	2,151,182	111,173	65,810
2030	0	4,030	907,513	34,730	38,760	1,843,870	95,291	56,531
	0	3,042	756,261	28,941	31,983	1,536,559	79,409	47,426
	0	2,220	605,009	23,153	25,373	1,229,247	63,527	38,155
	0	1,644	453,757	17,365	19,009	921,935	47,646	28,637
	0	1,087	302,504	11,577	12,664	614,623	31,764	19,100
2035	0	516	151,252	5,788	6,304	307,312	15,882	9,578
Sum	464,516	232,258	34,583,511	1,323,476	2,020,250	75,929,278	3,924,025	1,903,775
NPV(DR9%)	290,007	56,972	6,330,325	242,255	589,234	15,865,145	819,911	230,677
Energy purchase cost (US\$/kWh)			3.83					
Energy sales cost (US\$/kWh)			5.17				EIRR(%)	0.16532363



## 付録 11-6 長期運用平均増加価格(LRAIC)の計算

### 1. 概要

本改良計画の経済分析において、高圧送電網出口でのPEEGTよりの電力購入単価および低圧配電網出口での需要家への販売単価に対し、長期運用限界価格(LRMC)の一手法である長期運用平均増加価格(LRAIC)を適用した。長期運用限界価格(LRMC)は、系統の長期的運用において系統需要の少量の増加に対して、系統拡張計画の経済的最適計画を選ぶときのkWhあたりの限界価格である。

LRAICの計算に際し、シリアの電力系統のLRAIC を検討した下記の報告書を参考とした。

- (i) ESSP 発送電マスタープラン、テクニカルレポートNo.3「発電拡張計画」(1997年3月)、No.4「送電拡張計画」(1997年4月)
- (ii) 「電力効率の検討」(Electric Power Efficiency Study)、UNDP/世界銀行、1988年9月

### 2. 損失率と負荷率

発電、高圧送電(230kV)、中圧一次配電(66kV)、低圧二次配電(20kV及び0.4kV)の各レベルでの損失及び負荷率は下記の如く想定した。

	損失 (%)	負荷率 (%)
発電	5	80
高圧送電(230kV)	4	70
中圧一次配電(66kV)	2.6	65
低圧二次配電(20kV及び0.4kV)	8	60

### 3. 発電レベルでの長期運用限界容量価格(LRMCC)

発電レベルでの長期運用限界容量価格(LRMCC)を求めるため、1995-2005年の発電拡張計画の平均的ユニットとして下記を選定した。

	投資価格 (US\$/kW)	耐用年数 (Years)
Alcppo ST 5x200MW	650	25
Zezon GT 3x120MW	450	20
Zara ST 3x200 MW	600	25
Jandar CC 2x300 MW	650	20
Other CC 2x330MW	650	20

上記より計算した投資価格及びプラント耐用年数の加重平均値は、それぞれUS\$602.8/kW、22.5年である。投資価格の1年あたりの年間経費は、割引率9%としたとき次式で計算される年経費係数(AF)から求められる。

$$\text{年経費係数(AF)} = r/1 - (1+r)^{-n} = 0.105$$

ここで、  
 $r$  = 割引率, 9%  
 $n$  = 耐用年数, 22.5 年

以上より、LRMCC/kW は、US\$ 63.4 /kW-aとなる。(US\$ 602.8 x 0.105)

プラントの性能劣化率を20%、所内補機損失(含む昇圧及び所内変圧器損失)を 5% として、発電所正味出力あたりのLRMCCはUS\$83.2/kW-年 (\$63.4/0.8x1.05)となる。

発電レベルの負荷率を80%(一年の運転時間7008時間)とすると、投資価格分に相当するkWh当たりのLRAICは 次式に示す如くUS¢ 1.19/kWh となる。

$$\text{US\$ } 83.2 / \text{kW-a} + 7008 \text{ hrs} = \text{US¢ } 1.19 / \text{kWh}$$

#### 4. 発電レベルにおける運転維持費

発電レベルにおける一年あたりの運転維持費は投資価格の3%として、下記に示す如くUS¢ 0.26/kWhとなる。

$$\text{US\$ } 602.8 / \text{kW} \times 0.03 + 7008 = \text{US¢ } 0.26 / \text{kWh}$$

#### 5. エネルギー(燃料)費

シリアの電力系統における長期運用エネルギー(燃料)費は、3つの異なるタイプの火力発電所とそれぞれが使用する燃料から計算される。以下のデータはシリアの電力系統の1998年の統計から推定したものである。全発電電力量の内、80%はベース負荷及び中間負荷として従来型の重油炊き汽力火力発電所及び天然ガス炊きコンバインドサイクル発電所により発電され、残りの20%はピーク負荷として軽油炊きガスタービン発電所で発電される。ベース負荷及び中間負荷用の発電電力量の内、汽力火力発電所が38%、コンバインドサイクル発電所が62%を分担している。

平均熱消費率は、1998年の実績値から以下のように仮定した。

	平均熱消費量 (kcal/kWh)	効率
ベース負荷および中間負荷 (蒸気火力及びコンバインドサイクル)	2,557	0.336
ピーク負荷 (ガスタービン)	2,646	0.325

上記の熱消費率(効率) は、昇圧変圧器出口で測定されたもの、即ち所内補機及び変圧器損失(計5%)を含んだものである。

重油、天然ガス及び軽油の発熱量は、それぞれ9,600 kcal/kg, 9,400 kcal/Nm<sup>3</sup>, 10,200 kcal/kg である。また重油、天然ガス及び軽油の価格は、それぞれUS\$ 80/ton、US\$ 2.2/百万BTU(British Thermal Unit: 3412BTU=1kWh=860kcal)、US\$ 160/ton である。上記より計算される限界エネルギー(燃料)費は、US¢ 2.58/kWh となる。

計算の詳細を下記に示す。

##### (1) 増加電力量の発電タイプ別割合

汽力及びコンバインドサイクル	: 80%
ガスタービン	: 20%

##### (2) 1 kWh 発電するために必要な燃料別発熱量

$$\text{HFO} \quad : \quad 2,557 \text{ kcal/kWh} \times 0.38 \times 0.8 = 777.33 \text{ kcal}$$



NG : 2,557 kcal/kWh x 0.62 x 0.8 = 1,268.75 kcal

DO : 2,646 kcal/kWh x 0.2 = 529.2 kcal

(3) 1 kWh 発電するために必要な燃料費

HFO : 777.33/9,600 x 80/1,000 x 100 = US\$ 0.65

NG : 1,268.75 x 3412/860x2.2/10<sup>6</sup>x100 = US\$ 1.11

DO : 529.2/10200/1000x160x100 = US\$ 0.83

(4) したがって燃料費合計は、US\$ 2.58/kWh となる。(0.65+1.11+0.83=2.58).

(5) 以上より発電レベル(昇圧変圧器出口)での合計 LRAIC は、以下に示す通り US\$ 4.03 /kWh となる。

投資価格	US\$ 1.19 /kWh
O&M費	US\$ 0.26 /kWh
燃料費	US\$ 2.58 /kWh
合計	<u>US\$ 4.03 /kWh</u>

## 6. 送電及び配電

高圧送電(230kV)、中圧一次配電(66kV) 及び低圧二次配電(20kV及び0.4kV)各レベルでの投資価格の年経費は、ESSPのマスタープラン報告書からそれぞれ US\$ 26.6/kW-年、US\$ 73.0/kW-年、US\$ 46.0/kW-年とした。

各レベルでのLRMCCs (US\$/kW-年)は、損失率および負荷率を考慮して下記のように計算される。

(1) 高圧送電

$$(83.2 + 26.6) \times 1.04 = \text{US\$ } 114.2/\text{kW-年}$$

(2) 中圧一次配電

$$(114.2+73.00) \times 1.026 = \text{US\$ } 192.0/\text{kW-年}$$

(3) 低圧二次配電

$$(192.0+46) \times 1.08 = \text{US\$ } 257.1/\text{kW-年}$$

各レベルでの負荷率(年間運転時間)を考慮したLRAIC(US\$ /kWh)は、下記のように計算される。負荷率に対応した年間運転時間はそれぞれ6,132, 5,694, 及び 5,256 時間である。

(1) 高圧送電

$$\text{US\$ } 83.2/\text{kW-a}/7008 \times 1.04 \times 100 + 26.6 \times 1.04 / 6132 \times 100 = \text{US\$ } 1.69/\text{kWh}$$

(2) 中圧一次配電

$$1.69 \times 1.026 + 73 / 5694 \times 100 = \text{US\$ } 3.04/\text{kWh}$$

(3) 低圧二次配電

$$3.04 \times 1.08 + 46 / 5256 \times 100 = \text{US\$ } 4.23/\text{kWh}$$

各電圧レベルの年間の運転維持費を、高圧送電は1.5%、中圧一次配電及び 低圧二次配電はそれぞれ2%として、運転維持費の相当するLRAICは下記のように計算される。ここで、耐用年数25年、割引率9% から、年経費係数(AF)は0.101806と計算される。

(1) 高圧送電

$$\text{US\$ } 0.26/\text{kWh} \times 1.04 + \text{US\$ } 26.6/\text{kW-a} / 0.101806 \times 0.015 / 6132 \times 100 = \text{US\$ } 0.33 /\text{kWh}$$

(2) 中圧一次配電  
 $US\phi 0.33/kWh \times 1.026 + US\$ 73/kW-a/0.101806 \times 0.02/5694 \times 100 = US\phi 0.59 /kWh$

(3) 低圧二次配電  
 $US\phi 0.59/kWh \times 1.08 + US\$ 46/kW-a/0.101806 \times 0.02/5256 \times 100 = US\phi 0.81 /kWh$

各レベルでのエネルギー(燃料)費は下記となる。

(1) 高圧送電  $US\phi 2.58 /kWh \times 1.04 = US\phi 2.69 /kWh$

(2) 中圧一次配電  $US\phi 2.69 /kWh \times 1.026 = US\phi 2.76 /kWh$

(3) 低圧二次配電  $US\phi 2.76 /kWh \times 1.08 = US\phi 2.98 /kWh$

### 7. 各電圧レベルでのLRAIC

以上より各レベルでのLRMCC、運転維持費、エネルギー(燃料)費 をまとめると下記となる。

(単位：USφ /kWh)				
	(a) 発電レベル	(b) 高圧送電	(c) 中圧一次配電	(d) 低圧二次配電
投資価格	1.19	1.69	3.04	4.23
運転維持費	0.26	0.33	0.59	0.81
燃料費	2.59	2.69	2.76	2.98
合計	4.03	4.71	6.40	8.02

## 第 12 章

### 資金計画



## 第 12 章 資金計画

本調査で提案している調査対象地域の 1999 年から 2010 年までの改良計画にかかる総費用は、第 11.1 節で述べた通りである。この改良計画の実施に必要な資金計画は、以下の点を考慮して作成する。すなわち、改良計画の一部は、既に外国融資機関からの融資を受けて実施中であるプロジェクト、さらに現在融資について国際融資機関と交渉中のプロジェクトが含まれている。これらのプロジェクトの概要は第 6 章に述べた通りである。従って、本改良計画の資金計画は以上のプロジェクト・コストを除いた残りの部分について検討を行う。

以下は資金計画作成の基本的考え方である。

- (1) 66 kV 設備の改良計画には、一部 PEDEEE の自己資金で実施されているサブ・プロジェクトがあり、このコストは検討の対象から外す。
- (2) 66 kV 設備の内、66 kV 架空送電線は過去から慣例的に PEDEEE の自己資金で建設されている。従って、今後も同じ条件で資金計画の検討を進める。
- (3) 20 kV および低圧系統の設備拡張は、過去 PEDEEE の自己資金で 5 ヶ年計画に従って実施されている。従って、今後もこれまでと同レベルの自己資金をこの分野に投入するものとする。

以上の基本的考え方から、具体的には需要の増加に応じて増強・新設されるべき設備は PEDEEE の自己資金でまかない、既存設備のリハビリ、補強および新システムの導入による改良計画に対し、新たに調達する国際機関からの融資を当てる事にする。

以上の方針に従って作成した資金計画の詳細を表 12-1 に示すとともに、その概要を以下に示す。

表 12-2 資金計画の概要

		(単位:US\$1,000)		
		外貨分	現地貨分	合計
A	改良計画総費用	441,423	292,229	733,652
B	既に実施中および実施予定のプロジェクト			
	(1) ダマスカス市 8 変電所	30,435	14,898	45,333
	(2) ダマスカス郊外 3 変電所	11,746	6,458	18,204
	(3) ダマスカス郊外 10 変電所	35,605	17,587	53,192
	(4) PEDEEE 自己資金により現在実施中のプロジェクト	22,891	10,788	33,679
	合 計	100,677	49,731	150,408
C	残 高 (新たに資金調達が必要な金額)	340,746	242,498	583,244
	(1) PEDEEE 自己資金により実施予定のプロジェクト	156,137	115,954	272,091
	(2) 国際融資機関からの融資が必要なプロジェクトの総額	184,609	126,544	311,153

## 資金計画

この表に示すように、PEDEEE 自己資金で 2010 年までに実施するプロジェクトの所要資金は外貨分、内貨分合わせて合計 272 百万 US\$であるが、この金額は過去に PEDEEE が配電設備の拡充に自己資金でまかなってきた金額から考えて、調達可能な金額であると判断する。

したがって、本改良計画を実施するにあたって新たに国際融資機関からの融資が必要なプロジェクトの費用は、合計 311 百万 US\$(外貨分 185 百万 US\$、内貨分 126 百万 US\$)である。

この国際機関から融資を必要とする改良計画を、2002 年、2005 年および 2010 年完成目標の 3 期にわたる段階的实施を考えると、各期別の所要資金は表 12-3 のようになる。その詳細を、表 12-4 示す。

表12-3 各期別所要資金

(単位:US\$1,000)

項目	2002年まで		2003年～2005年		2006年～2010年	
	F/C	I/C	F/C	I/C	F/C	I/C
1. 建設コスト	53,523	23,643	32,037	12,595	42,316	17,845
2. コンサルタントサービス	2,676	--	1,602	--	2,116	--
3. 予備費						
- 物理的	2,676	1,182	1,602	630	2,116	892
- 価格的	3,394	1,379	6,600	5,577	18,545	7,643
4. 輸入関税	--	13,706	--	9,255	--	14,486
小計	62,269	39,910	41,841	25,057	65,093	40,866
5. 建設期間中金利	5,097	6,981	3,296	4,084	7,013	9,646
合計	67,366	46,891	45,136	29,141	72,107	50,512

PEDEEE が、配電設備の調査・開発を目的として今までに融資を受けた実績のある国際融資機関としては、ヨーロッパ投資銀行 (European Investment Bank)、UNDP、イスラム開発銀行 (Islamic Development Bank)、サウジ開発銀行 (Saudi Bank of Development)、クウェート資金 (Kuwait Fund) 等がある。また、電力セクターとしては、日本から海外経済協力基金(OECF)が過去に3件の火力発電所の建設に融資している。従って、以上のような融資機関の中からひとつまたは複数の融資機関を候補として融資計画を作成し、本改良計画の実施に向けて資金計画を立てることが賢明であろう。

表12-1 資金計画

(Unit: US\$1,000)

Work Item	Cost Estimate (1999 - 2010)		8 Substations in Damascus City (Islamic Investment Bank)		3 Substations in Damascus Rural (Saudi Bank)		10 Substations in Damascus Rural (European Investment Bank)		Rehabilitation Project to be financed by International Financing Institutions		Projects under execution by PEDEE's finance		Other Projects to be financed by PDR/KK's own fund															
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC														
															Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total							
<b>1. Improvement on 66 kV Facilities</b>																												
(a) Construction of new 66/20 kV Substations	77,839	19,408	97,047	25,543	6,405	32,028	9,379	2,312	11,691	26,411	6,546	32,957	5,111	1,197	6,308	9,838	2,543	12,381	1,357	325	1,682							
(b) Increase of Transformer capacity	33,178	7,768	40,946																									
(c) Replacement of 20 kV Switchgears	29,106	6,815	35,921																									
(d) Reinforcement of 66 kV Network	12,534	5,008	17,542																									
(e) Installation of State Capacitors	3,888	3,888	910	4,798																								
(f) Replacement of 66 kV Circuit Breakers	2,129	499	2,628																									
Subtotal	158,274	40,486	198,660	25,543	6,405	32,028	9,379	2,312	11,691	26,411	6,546	32,957	42,180	9,877	52,057	19,931	4,995	24,836	34,830	10,281	5,009	596	3,141	46,111				
<b>2. Improvement of 20 kV Facilities</b>																												
(a) Reinforcement, construction, replacement of 20 kV feeder																												
Damascus City	18,509	15,864	34,373																									
Damascus Rural	19,861	11,202	31,063																									
(b) Improvement of 20 kV system by applying auto-fault detecting switches																												
Damascus City	12,526	6,553	19,079																									
Damascus Rural	16,730	6,532	23,262																									
Subtotal	72,426	39,971	112,397																									
<b>3. Increase of 200/4 kV transformers</b>																												
Damascus City	29,334	20,089	49,423																									
Damascus Rural	34,439	20,746	55,185																									
Subtotal	63,773	40,835	104,608																									
<b>4. Improvement of Low voltage facilities</b>																												
(a) Reinforcement and construction of 0.4 kV feeders																												
Damascus City	11,374	5,197	16,571																									
Damascus Rural	15,809	6,886	22,695																									
(b) Meter and Meter Protection Boxes																												
Damascus City	5,152	2,416	7,568																									
Damascus Rural	8,448	3,903	12,351																									
(c) Other Miscellaneous Works																												
Damascus City	261	299	560																									
Damascus Rural	373	383	756																									
Subtotal	41,437	18,944	60,381																									
<b>Total</b>	335,890	140,156	476,046	25,543	6,405	32,028	9,379	2,312	11,691	26,411	6,546	32,957	127,876	54,082	181,958	19,931	4,995	24,836	126,780	65,926	10,281	5,009	3,141	102,576				
Consulting Services	19,501		19,501																									
Contingency																												
Physical Contingency	16,795	7,008	23,803	1,277	324	1,601	469	116	585	1,321	327	1,648	6,394	2,704	9,098	997	245	1,242	6,337	3,392	3,192	1,682	9,629					
Price Contingency	46,803	20,243	67,046	885	223	1,110	828	742	1,570	4,331	1,074	5,405	28,539	11,600	40,139	292	70	352	12,018	6,532	18,550							
Tax and Duties	91,900	91,900	91,900																									
<b>Total Project Cost</b>	416,068	219,307	635,375	25,543	6,405	32,028	11,148	5,624	16,770	33,294	12,321	48,789	169,203	105,633	274,836	22,207	10,094	32,385	151,147	109,024	33,374	5,009	3,141	260,171				
Interest during Construction	25,355	32,922	58,277	1,453	1,492	2,945	601	853	1,434	2,321	2,296	4,487	15,600	20,711	36,317	644	691	1,374	4,990	6,930	11,921							
<b>Grand Total required for Financing</b>	441,423	292,229	733,652	30,435	14,988	45,333	11,746	6,458	18,204	35,605	17,587	53,192	184,209	126,544	311,153	22,891	10,788	33,679	156,137	115,954	45,295	8,153	6,282	272,091				





## 第 13 章

### 低圧配電線のケース・スタディ

## 第 13 章 低圧配電線のケース・スタディ

### 13.1 低圧架空配電系統

#### 13.1.1 ケース・スタディ系統の選定

低圧架空配電系統のケース・スタディは、PEDEEE との協議により調査対象地域全域で平均的な架空配電地域であるダマスカス郊外配電会社管内の Duma 地区において平均的な低圧系統を持つ 2 箇所の 20/0.4 kV 変圧器を選定し、その変圧器から供給されている全低圧フィーダーを対象として行った。

実際の低圧系統の運用では、変圧器またはフィーダーが過負荷となる場合、その負荷の一部を隣接する変圧器のフィーダーに切替え、過負荷の解消を図るという効率的な設備運用が可能である。したがって本ケース・スタディでは、このような低圧系統の切替えも模擬できるように、互いに隣接する 2 箇所を選定した。

低圧架空配電系統のケース・スタディ対象系統を図 13.1-1 に示す。

#### 13.1.2 ケース・スタディの実施方法

##### (1) スタディ・エリアの設備構成

ダマスカス郊外配電会社から提出された図面および現地詳細調査結果に基づき、スタディ・エリアの設備構成は、変圧器容量・台数、電線種別・長さ、セクション位置等全て実際の構成のとおりとした。

##### (2) 負荷の算定

現状の各フィーダーの電流値は、各相の測定電流値を実際に測定された日から 1998 年のピーク時(12 月の平日)に換算した値を採用した。将来の電流の予想値は、各電流それぞれが第 4 章の需要想定の伸びに比例して、一様に増加するものとして算出した。また、同一フィーダーにおける負荷の分布は、電線種別にかかわらず線路方向に対して一様に分布しているものと仮定とした。従って、低圧フィーダーを分割する場合は、その負荷も分割されたフィーダー長に比例して分割されることとなる。各変圧器の負荷は、その変圧器から供給しているフィーダー電流の和として算出した。実際の系統運用においては、隣接するどの変圧器との間でも負荷切替えを行うことが可能であるが、本ケース・スタディでは、はじめに選定した 2 変圧器の低圧系統エリア以外との負荷切替えは考慮しないこととした。

##### (3) 設備増強方法

第 7 章で述べた設備基準に基づいて、負荷の増加に合わせた設備拡充を行う。設備拡充の時期は、年間の最大電力発生が 12 月であることから、当該変圧器・電線がその年の 12 月に過負荷になると予想される年に行う。

ただし、調査対象の変圧器 2 台は、計算上では 2001 年に過負荷となる設備であるが、2000 年においていずれも稼働率が 100%に近くスタディ・エリア内の負荷に対して余裕がなく、さらにその低圧フィーダーは太線化によっても電線の過負荷が解消されない(標準電線 120Al の許容電流を大幅に超過する)ため、2000 年に変圧器 3 台を新設した。また、現在は同一箇所には 2 台ずつ変圧器が設置されているが、新設時は単器容量を変えずに 1 箇所には 1 台ずつ設置することとした。

電線の太線化による補強は、電流値がその電線の容量に対して過負荷となるときにその区間(分岐箇所まで、または同一電線種別区間まで)全てに亘って実施する。太線化による補強によっても容量不足化解消が不可能なときは、低圧配電線を新設することとし、新設ルートを選定にあたっては、ダマスカス郊外配電会社から提出された図面を基に、極力既設ルートと重複しないよう考慮した。フィーダー新設後も、負荷はその全フィーダー長に対して一様に分布するものと仮定する。すなわち、既設区間の負荷を新設部分も合わせた全区間で長さに比例して分担することとした。

### 13.1.3 ケース・スタディの結果

前節で述べた方法に従って実施した、2000 年、2005 年および 2010 年の配電網拡充計画図を図 13.1-2 ~ 図 13.1-7 に示す。また、各年までに必要な対策数量を、表 13.1-1 に示す。

表 13.1-1 各年までに必要な対策数量

		2000 年	2005 年	2010 年
変圧器新設	(kVA)	1,660	400	1,660
	(箇所)	3	1	3
120 mm <sup>2</sup> に太線化	(m)	521	196	331
	(箇所)	6	3	4
本線新設 (120 mm <sup>2</sup> )	(m)	0	321	260

また、各年毎に表 13.1-1 に示す対策を実施した場合の設備指標を表 13.1-2 に示す。

表 13.1-2 各年毎の設備指標

		1998 年	2000 年	2005 年	2010 年
変圧器	合計容量 (kVA)	2,060	3,720	4,120	5,780
	箇所数 (箇所)	2	5	6	9
	平均容量 (kVA)	1,030	744	687	642
低圧本線	120 mm <sup>2</sup> (m)	146	667	1,184	1,775
	120 mm <sup>2</sup> 未満 (m)	2,424	1,903	1,707	1,376
	合計 (m)	2,570	2,570	2,891	3,151
	120 mm <sup>2</sup> 化率 (%)	6	26	41	56
	合計 Feeder 数 (本)	10	17	23	34
	平均 Feeder 長 (m)	257	151	126	93
	平均 Feeder 電流 (A)	252	171	186	185

### 13.1.4 低圧架空配電システムのスタディ・エリアにおける電力損失と設備経費

スタディ・エリアにおける低圧架空配電システムのピーク時の電力損失を計算すると、表 13.1-3 のように推移

する。ピーク時の 2010 年の損失率は 1998 年の損失率と比較し、約 1/3 程度にまで減少することがわかる。この計算には、変圧器損失を含んでいる。詳細は付録 13-1 に掲載した。

表13.1-3 低圧架空配電系統のケース・スタディにおける電力損失の推移(ピーク時)

1998 年 (1,573.6 kW)		2000 年 (1,817.6 kW)		2005 年 (2,611.6 kW)		2010 年 (3,847.8 kW)	
対策前	対策後	対策前	対策後	対策前	対策後	対策前	対策後
121.1 kW	156.1 kW	67.4 kW	144.4 kW	89.8 kW	197.3 kW	97.5 kW	
7.7%	8.6%	3.7%	5.5%	3.4%	5.1%	2.5%	

( )内は送り出し電力

この低圧モデル系統の全低圧設備の年経費および年間の電力損失費を求めると、表 13.1-4 のようになる。ただし、設備単価は第 11 章で用いた値を使用し、経費率は 10%とした。kWh 単価は LRMC の US\$ 0.0646 /kWh を用いた。年間損失はピーク時の損失×1 年間×0.42 とし、係数の 0.42 は、第 4 章の負荷曲線から算出した。

表13.1-4 設備年経費と損失費

			(単位: US\$)			
			1998 年	2000 年	2005 年	2010 年
モデル系統の	変圧器	630 kVA	6,455	12,909	12,909	19,364
		400 kVA	5,245	7,867	10,489	13,112
全低圧設備の	低圧本線	120 mm <sup>2</sup>	2,101	9,599	17,040	25,546
		120 mm <sup>2</sup> 未満	2,568	2,016	1,808	1,458
	設備年経費計		16,368	32,392	42,247	59,479
年間損失費			28,783	16,019	21,343	23,173
年間経費合計			45,151	48,411	63,590	82,652

設備年経費および損失費ともに増加しているが、これは需要の増加に対応しているものである。設備年経費および年間損失費をこのエリア内の販売電力量で割ると表 13.1-5 のような、kWh あたりの経費が求められる。ただし、負荷率は 0.65 とした。

表13.1-5 販売電力あたりの設備年経費と損失費

(単位: US\$/kWh/1,000)				
	1998 年	2000 年	2005 年	2010 年
設備年経費	1.98	3.25	2.94	2.79
年間損失費	3.48	1.61	1.49	1.09
年間経費合計	5.46	4.86	4.43	3.87

kWh あたりの設備経費は 1998 年と比較し、2010 年では増加している。しかし、損失費が大幅に減少しているため、kWh あたりの経費の合計値では、減少していることがわかる。

## 13.2 低圧地中配電系統

### 13.2.1 ケース・スタディ系統の選定

低圧地中配電系統のケース・スタディは、PEDEEE との協議により調査対象地域全域で平均的な地中配電地域であるダマスカス市配電会社管内の Central 地区において平均的な低圧系統を持つ地区(地区内にある変圧器は3台)を選択し実施することとした。

低圧架空配電系統のケース・スタディ対象系統を図 13.2-1 に示す。

### 13.2.2 ケース・スタディの実施方法

#### (1) スタディ・エリアの設備構成

架空系統と同様に、ダマスカス市配電会社から提出された図面および現地詳細調査結果に基づき、スタディ・エリアの設備構成は、変圧器容量・台数、電線種別・長さ等全て実際の構成のとおりとした。ただし、同地区は中層建物密集地であり、図面によると建物内のみで設置された低圧系統もあるなど、実系統の調査は不可能であった。したがって、図面から読みとれない不明系統は低圧フィーダーの電流測定結果とフィーダー本数が合うようにし、そのルートは推測して定めた。また、電線種別については全く不明であった。

#### (2) 負荷の算定

架空系統と同様に、現状の各フィーダー電流値は、実際に測定された日の各相の電流値を、1998 年のピーク時(12 月の平日)の電流に換算した値を採用した。将来の電流値は、架空系統同様に第 4 章の需要想定の伸びに比例して増加するものとした。多くのフィーダーはその途中に負荷を持つことなく、放射状の末端集中負荷である。そこで本スタディにおける負荷の増加を想定するにあたっては、各年毎に負荷が増加するもの、負荷が増加しないもの、新規の負荷の 3 種類に分け、それらをランダムに設定し、合計の負荷が需要想定に比例するようにした。尚、負荷はフィーダー電流としてではなく、各地点(L.T. Service Cabinet)の負荷の大きさ(kVA)として設定した。

#### (3) 設備増強方法

変圧器については、第 7 章で述べた設備基準に基づいて負荷の増加に合わせた設備拡充を行う。設備拡充の時期は、年間の最大電力発生が 12 月であることから、当該変圧器が 12 月に過負荷になると予想される年に行う。

一方、低圧フィーダーのケーブルについては、現状の線種が不明なため、既設のケーブルは 1998 年の負荷に対して 1.5 倍を超過した箇所を対策の対象とし、新設箇所は標準ケーブルの許容電流値に基づいて決定した。新設するケーブルは、同一建物内に終始するものを除いて、将来の低圧系統構築を考慮して道路敷に敷設する。

### 13.2.3 ケース・スタディ結果

前節で述べた方法に従って実施した、2000 年、2005 年および 2010 年の配電網拡充計画図を図 13.2-2～図 13.2-7 に示す。また、各年までに必要な対策数量を、表 13.2-1 に示す。本ケース・スタディでは、既設低圧本線の長さおよび線種に関する情報が不正確なため、その数量は Feeder 本数のみを見積もった。

表 13.2-1 各年までに必要な対策数量

		2000 年	2005 年	2010 年
変圧器新設	(kVA)	1,000	1,630	1,000
	(箇所)	1	2	1
低圧本線新設	(本)	3	11	7

また、各年毎に表 13.2-1 に示す対策を実施した場合の設備指標を表 13.2-2 に示す。

表 13.2-2 各年毎の設備指標

		1998 年	2000 年	2005 年	2010 年
変圧器	合計容量 (kVA)	2,630	3,630	5,260	6,260
	箇所数 (箇所)	3	4	6	7
	平均容量 (kVA)	877	908	877	894
低圧本線	合計 Feeder 数 (本)	21	24	35	42
	平均 Feeder 数 (m)	7	6	6	6
	平均 Feeder 電流 (A)	169	161	147	167

Central 地区の低圧地中配電線系統図から、既設低圧本線長の平均は 100 m 程度であると見積もられる。また、低圧本線長は変圧器の供給エリア面積の 1/2 乗に比例する。このことから各年における平均低圧本線長は表 13.2-3 に示すとおりになると推定される。

表 13.2-3 各年毎の平均低圧本線長

		1998 年	2000 年	2005 年	2010 年
低圧本線の平均 Feeder 長	(m)	100	87	71	65

### 13.3 20/0.4 kV 変圧器の単器容量

20/0.4 kV 変圧器については、需要密度、電圧低下、電力損失を考慮し設置地点に最適な容量を選定することが必要である。今回その目安として、想定した理想的なモデル系統においてグマスカス市内および郊外における、建設コストおよび電力損失費を考慮した最適な変圧器容量について検討した。モデル系統の設定の考え方は付録 7-3 に示したとおりであり、その具体的な計算例は付録 13-2 に掲載した。なお損失には変圧器の銅損および鉄損が含まれ、低圧線の損失計算は抵抗分のみを考慮している。今回用いた理想的モデル系統の条件は以下のように仮定した。

表13.3-1 理想モデル系統の条件

力率	0.90
20/0.4 kV 変圧器稼働率	100%
モデルエリアの面積	10 km <sup>2</sup>
モデルエリアの需要分布	一様
低圧の適用線種	市内地中系統:120C 郊外系統:120AJ
20/0.4 kV 変圧器引出フィーダー数	1 フィーダーあたり110 A となるよう 1~12 の 範囲で各変圧器容量毎に固定
年間損失の算出法	ピーク時の損失*8,760 時間*0.42

最適変圧器容量の算定方法については、次のように考える。モデルエリア内において、ある統一された単器容量の変圧器を設置し需要をカバーする場合に生じる工事費の年経費および年間の損失費を、変圧器の単器容量を変えて比較し、最も費用の少ない変圧器単器容量をもとめる。設備単価は第 11 章で用いた値を使用した。設備年経費率は 10%とした。損失費については低圧受電の LRMC 値、US\$ 0.0646 /kWh を用いた。

その結果、最も費用の少ない変圧器単器容量は、系統および需要密度に応じて表 13.3-2 から表 13.3-4 のようになった。詳細な計算結果は付録 13-3 および付録 13-4 を参照願う。

表13.3-2 地中線系統における最適変圧器  
(柱上設置型変圧器が設置できない場合)

需要密度 (MW/km <sup>2</sup> )	変圧器の種類
- 3	400 kVA 地上設置型
4 - 70	630 kVA 地上設置型
80 -	1000 kVA 地上設置型

表13.3-3 架空線系統における最適変圧器  
(柱上および地上設置型の両方が設置できる場合)

需要密度(MW/km <sup>2</sup> )	変圧器の種類
- 0.6	100 kVA 柱上設置型
0.7 - 60	200 kVA 柱上設置型
70 -	400 kVA 柱上設置型

表13.3-4 架空線系統における最適変圧器  
(柱上設置は不可能な場合)

需要密度(MW/km <sup>2</sup> )	変圧器の種類
- 1	200kVA 地上設置型
2-4	400kVA 地上設置型
5-	630kVA 地上設置型

以上の結果は、設備単価および損失費の増減、さらに実際の設置場所における詳細な状況に依存するものであり、およその目安を提示するものである。本レポート内で触れたサンプル低圧系統の例における需要密度と設置変圧器の種類は表 13.3-5 のとおりである。上記で求めた最適な変圧器単器容量と比較し、

ケース A は、1 段階容量が大きく、ケース B は、一部 1 段階容量の小さな変圧器が、ケース C には一部 1 段階容量の大きな変圧器が使用されている。個々のケースをみれば、多少の違いはあるものの、全体としてはおおよそ上記の結果に対応している。また上記の結果より、需要密度が現状の倍程度になっても、1 つの変圧器容量はかなり広い需要密度帯で有効なため、変圧器単器容量を見直す必要はあまりないことがわかる。ただし、現状では、1 カ所に 2 台の変圧器を集中して設置してある箇所があり、これは損失低減、電圧降下低減の観点からは望ましい設置形態ではない。

表 13.3-5 サンプル低圧系統例における需要密度と変圧器単器容量

ケース	掲載箇所	系統のタイプ	現在の需要密度 (MW/km <sup>2</sup> )	変圧器の種類
A	付録 7-7(1)	架空線系統 表 13.3-3 に対応	0.4	200 kVA 柱上設置型 1 台
B	第 13 章	架空線系統 表 13.3-4 に対応	8	400 kVA 地上設置型 2 台および 630 kVA 地上設置型 2 台
C	第 13 章	地中線系統 表 13.3-2 に対応	40	630 kVA 地上設置型 1 台および 1,000 kVA 地上設置型 2 台

### 13.4 低圧配電線の電線サイズの選定

配電線を新設する際の適正な電線サイズは、その配電線にある電流が流れると仮定し、建設費の年経費と年間に発生するロス・コストの和を最小にするものを選定することにより決定出来る。

#### (1) 低圧架空配電線

低圧架空配電線は、変圧器が新設されることなどにより系統が頻繁に変わるため、使用する電線は変圧器側・末端側の区別無く同一サイズを使用することとし、年経費は建設コストの 1/10 と見積もった。建設コストは、シリアにおける実績値または、実績値に基づく想定値とし、以下のように見積もった。

Al-185mm<sup>2</sup>新設 : US\$ 24,499 /km

Al-120mm<sup>2</sup>新設 : US\$ 15,891 /km

Al-70mm<sup>2</sup>新設 : US\$ 10,023 /km

年間発生ロスの計算においては、配電線の負荷は線路に沿って一様に分布しているもの(従って、ロスは末端まで送出し電流が流れるとした場合の 1/3)とし、それらの負荷の年間変動は第 3 章の図 3.2-10 に示す年間負荷持続曲線に比例して変動するものと仮定し、年間発生ロスはピーク電流持続時のロスの 0.42 とした。また、各相の不均衡率は 10%と仮定した。ロス計算において、電線の抵抗は 70°Cにおける純抵抗分のみを考慮し、1 線あたりの抵抗値を以下のとおりとした。

Al-185mm<sup>2</sup> : 0.19224 Ω/km

Al-120mm<sup>2</sup> : 0.295569 Ω/km

Al-70mm<sup>2</sup> : 0.526257 Ω/km



低圧配電線のケース・スタディ

ロス・コストは、kW コストと kWh コストに分類できるが、ここでは kWh コストが大部分を占める為 kW コストは考慮しない。kWh コストは、US\$ 0.0646 /kWh として計算した。

以上より、電流 I を各電線に流す場合のフィーダーの年間コスト  $C_{Tot}$ (US\$/Year)を、以下の式により計算した結果は表 13.4-1 の通りである。

$$C_{Tot} = 0.001 \times 3.1 \times (1/3) R L I^2 \times 8760 \times 0.42 \times C_e + C_c L \times 0.1$$

- ここで、 R: 電線の単位抵抗 ( $\Omega$ /km)
- L: フィーダー長 (km)
- I: フィーダー・ピーク電流 (A)
- $C_e$ : ロス・コスト (US\$/kWh)
- $C_c$ : 配電線建設コスト (US\$/km)

表13.4-1電線種類別フィーダー電流と年経費(架空線)

電流 I (A)	電線種別		
	Al-70mm <sup>2</sup>	Al-120mm <sup>2</sup>	Al-185mm <sup>2</sup>
0	100	159	245
10	102	160	245
20	105	162	247
30	112	165	249
40	121	171	253
50	133	177	257
60	147	185	262
70	164	194	268
80	183	205	275
90	205	218	283
100	229	232	292
110	257	247	302
120	286	263	313
130	319	282	325
140	354	301	338
150	391	322	351
160	431	345	366
170	474	369	381
180	519	394	398
190	567	421	415
200	617	449	434
210	670	479	453
220	726	510	474
230	784	543	495
240	845	577	517
250	908	613	540

ケース・スタディを行った結果、2000 年の対策完了後のフィーダー・ピーク電流の平均は、およそ 180 A であることから 120 mm<sup>2</sup> が僅かな差ではあるが有利である。185 mm<sup>2</sup> との優劣は微妙な条件の違いで逆転することもあり得るが、既に 120 mm<sup>2</sup> が低圧電線の標準的位置づけで導入されつつあることをも考慮し、120 mm<sup>2</sup> を標準低圧電線とした。

## (2) 低圧地中配電線

地中配電線についても、架空配電線と同様にして計算することが出来る。ただし、地中幹線系統の負荷分布は、均等分布と末端集中の中間程度の分布になると想定されることから、ロスが末端まで送出し電流が流れるとした場合の 5/8 (中間および末端の負荷) とし、平均ピーク電流はモデル・エリアの実態から 140 A と想定した。また、建設コストは以下のように見積もった。

Al-240mm<sup>2</sup>新設 : US\$ 34,184 /km

Al-185mm<sup>2</sup>新設 : US\$ 27,795 /km

Al-70mm<sup>2</sup>新設 : US\$ 14,511 /km

その結果、表 13.4-2 に示すとおりアルミ導体 185 mm<sup>2</sup> が有利であるとの結論に至った。しかし、現在アルミ導体ケーブルには不具合が発生しているため、その原因を調査中であり、その適用が中断されていることから、同程度の許容電流をもつ銅導体 120 mm<sup>2</sup> を標準とした。将来アルミ導体ケーブルの不具合が解決された場合は、C185Al を採用する。

表 13.4-2 電線種類別フィーダー電流と年経費(地中線)

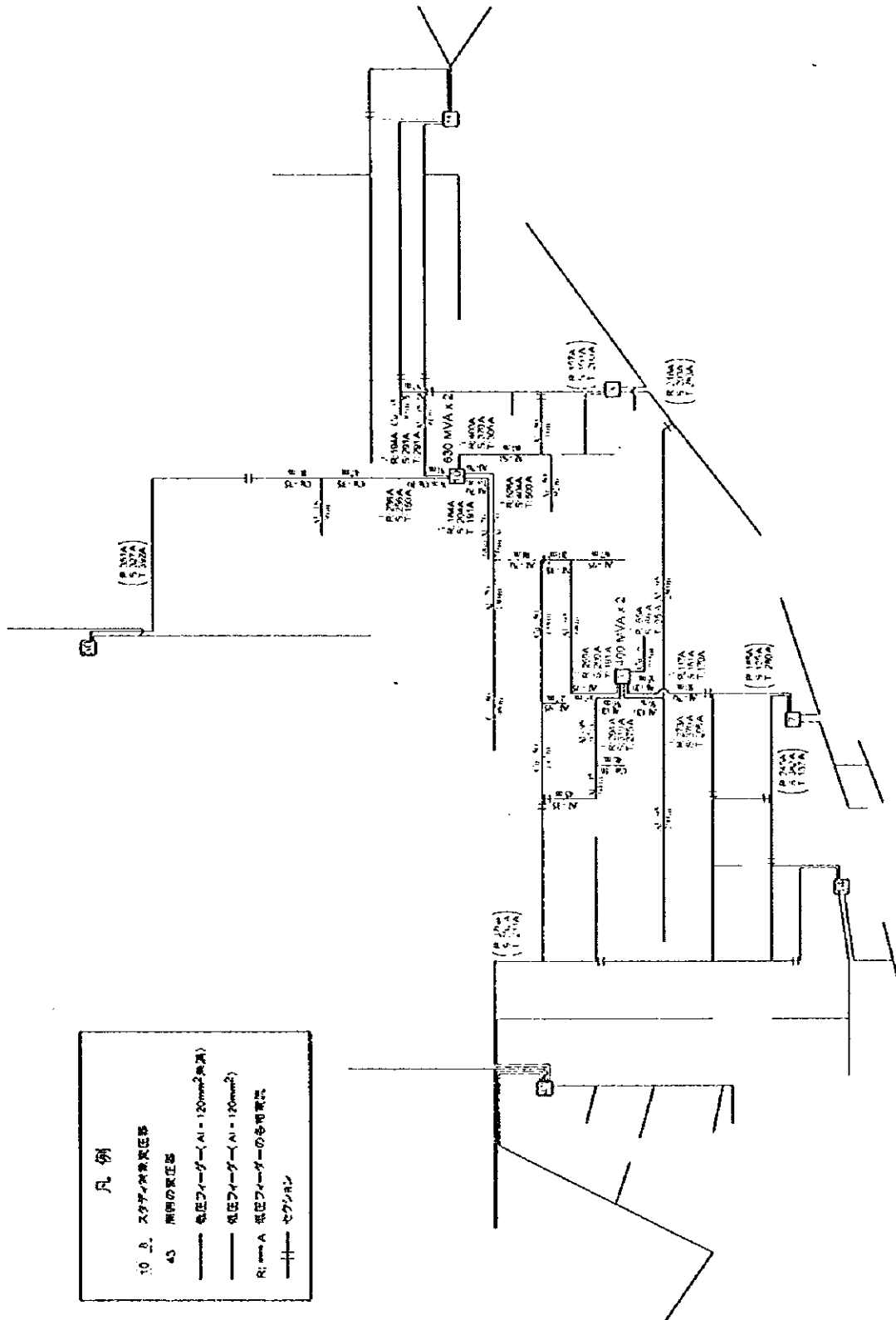
(単位: US\$/年)

電流 (A)	電線種別		
	Al-240mm <sup>2</sup>	Al-185mm <sup>2</sup>	Al-70mm <sup>2</sup>
0	513	417	218
10	514	418	221
20	517	422	232
30	522	429	250
40	529	438	276
50	538	450	309
60	549	465	349
70	562	482	396
80	577	502	450
90	593	524	512
100	612	550	581
110	633	578	658
120	656	608	741
130	681	641	832
140	708	677	930
150	737	716	1,036
160	768	757	1,148
170	801	801	1,268
180	835	847	1,395
190	872	896	1,530
200	911	948	1,672
210	952	1,003	1,821
220	995	1,060	1,977
230	1,040	1,119	2,141



凡例

- 10.0 スタディオン変圧器
- 45 所定の電圧
- 低圧ワイヤー(AI = 120mm<sup>2</sup>未満)
- 低圧ワイヤー(AI = 120mm<sup>2</sup>)
- 低圧ワイヤーの各種電線
- セクション



Public Establishment  
for  
Distribution and Exploitation  
of  
Electrical Energy  
(PDEEE)

Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Services Co., Ltd

The Feasibility Study  
on  
The Rehabilitation Project  
of  
Damascus and Damascus Rural  
Distribution Network

Figure 13.1-1  
Title  
低圧架空配電系統のケース・スタディ対象系統  
(1998年現在の状況)

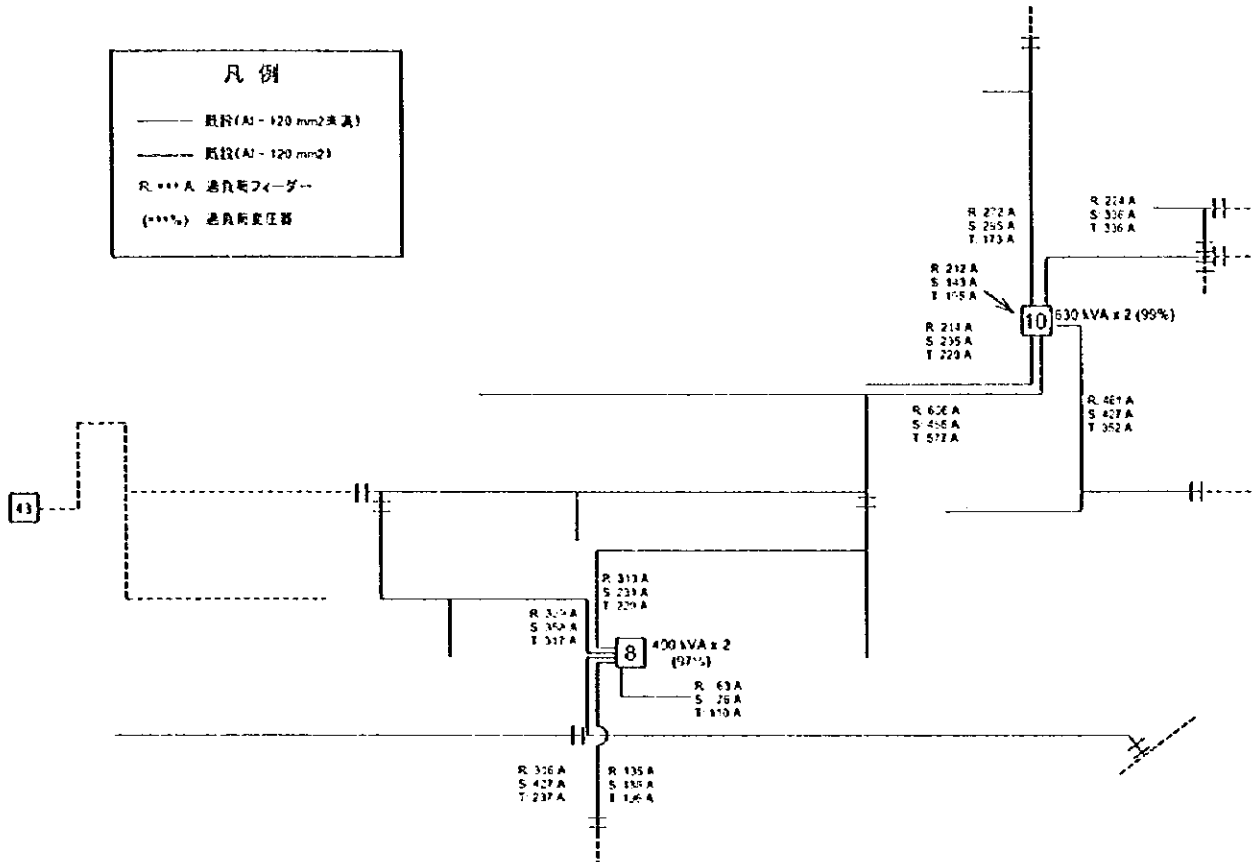
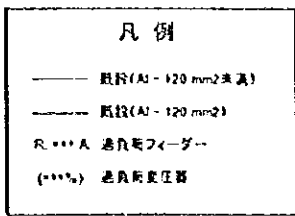


図 13.1-2 2000年の状況(対策前)

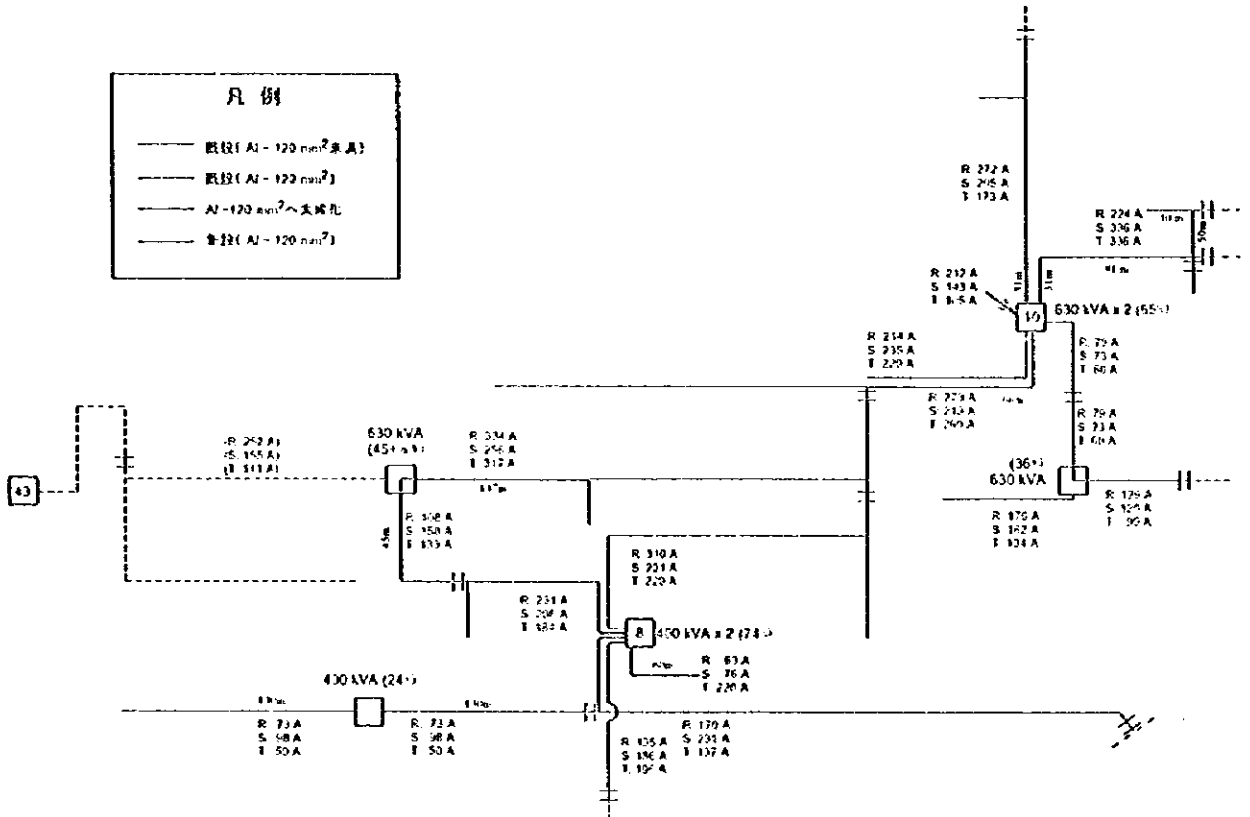
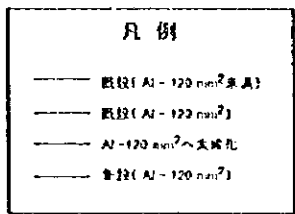


図 13.1-3 2000年の状況(対策後)

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure Title
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		

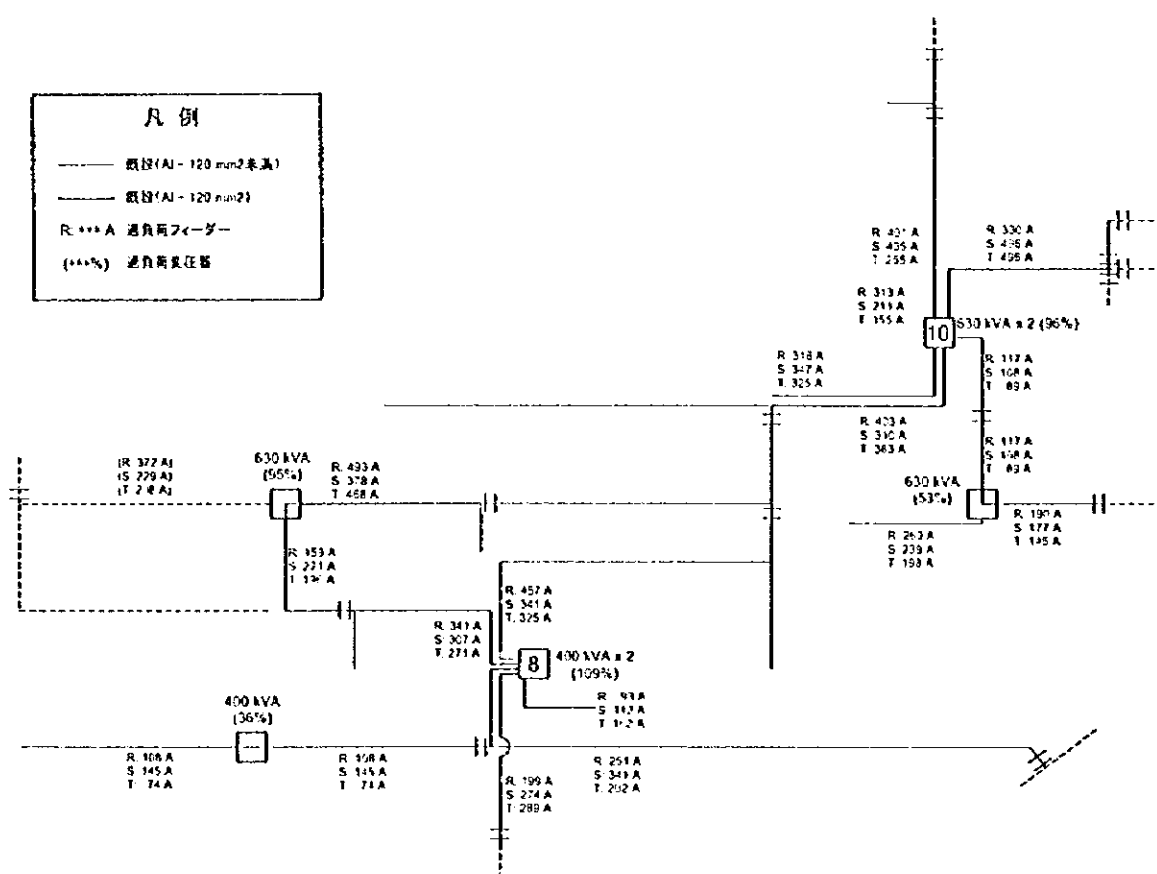
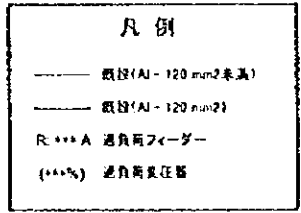


図 13.1-4 2005年の状況(対策前)

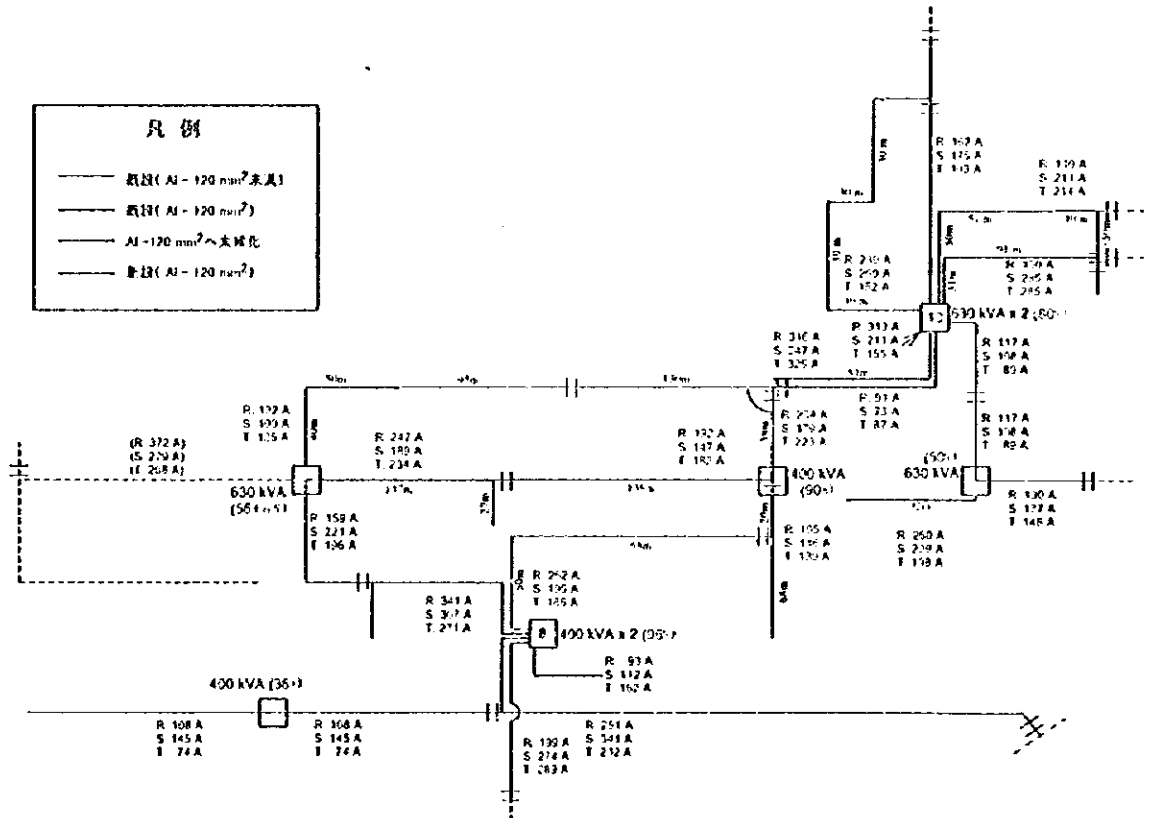
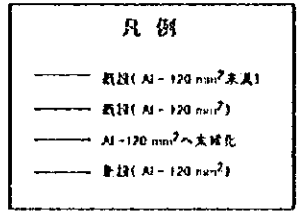


図 13.1-5 2005年の状況(対策後)

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure Title
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		

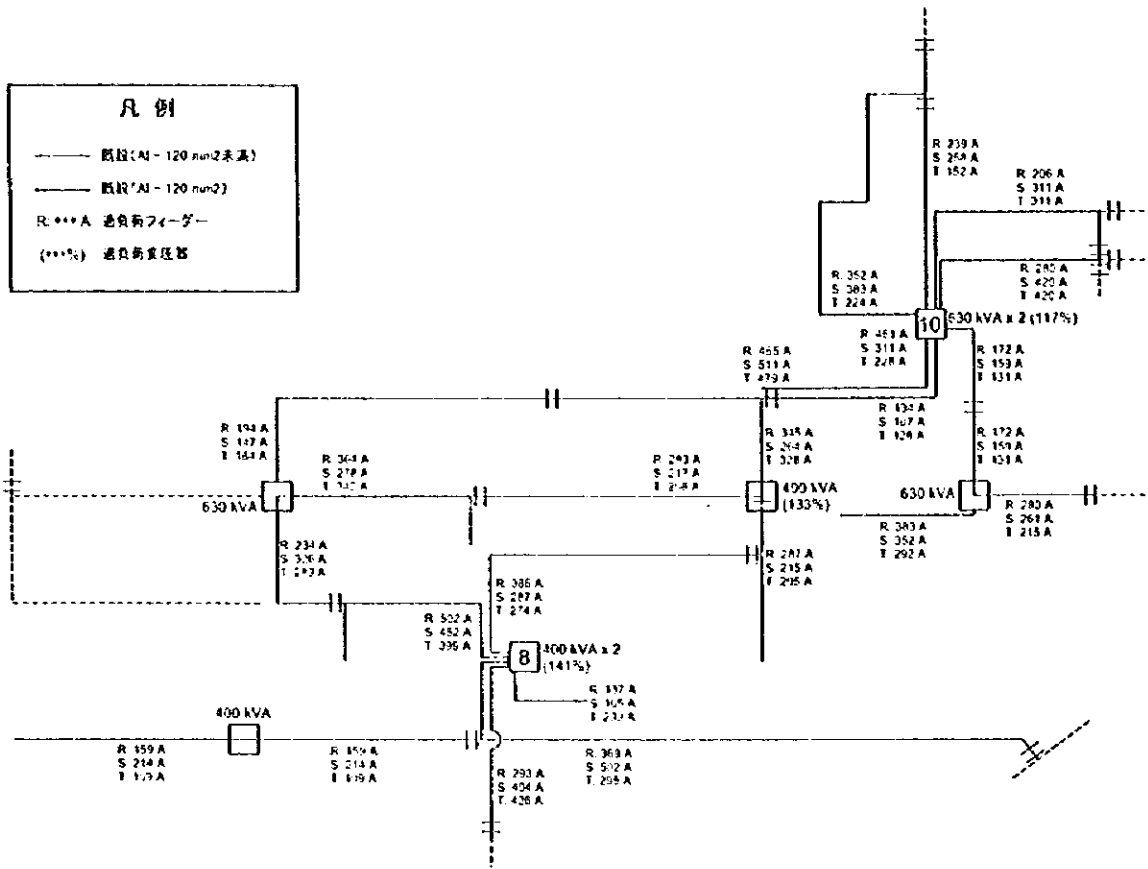
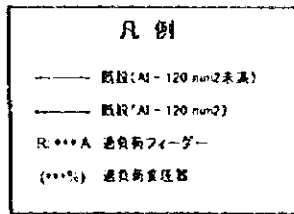


図 13.1-6 2010年の状況(対策前)

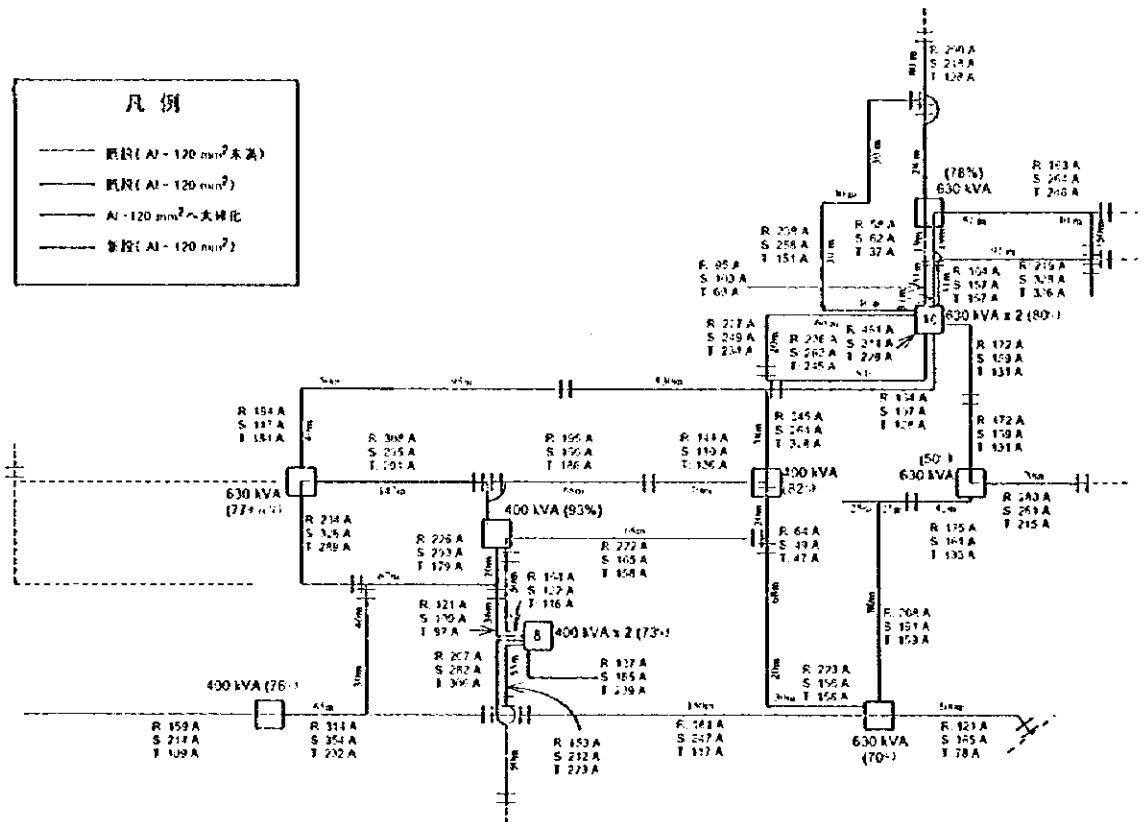
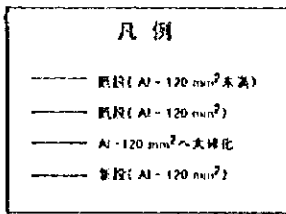
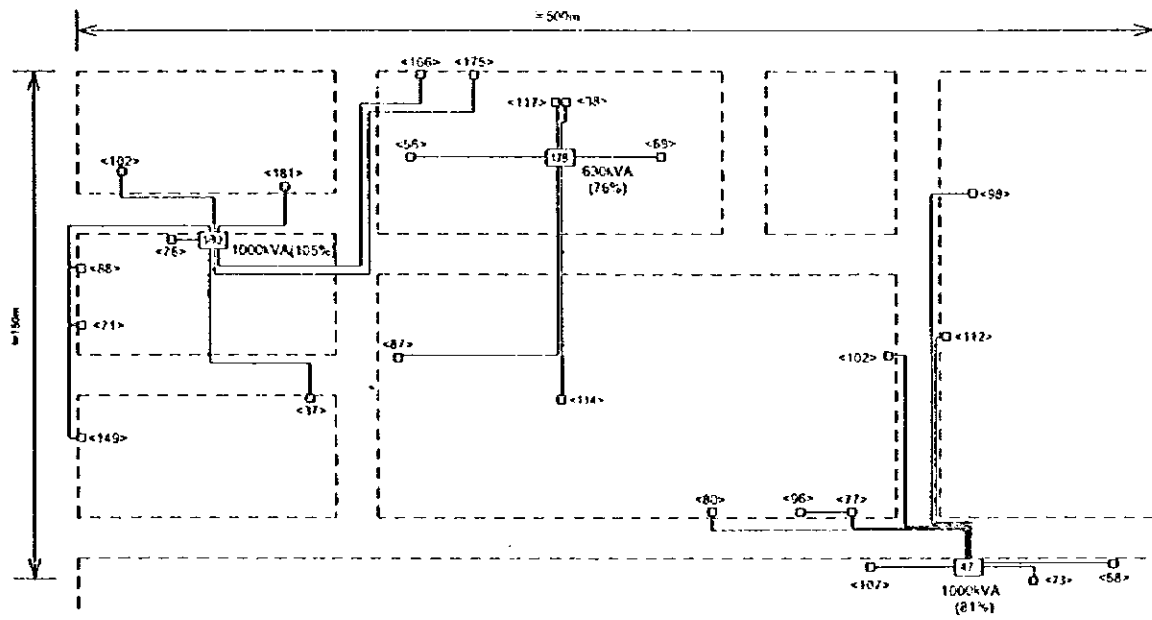
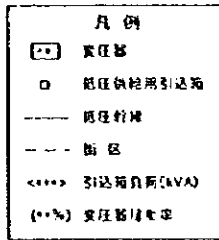


図 13.1-7 2010年の状況(対策後)

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA) Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure Title
---	---	---	--------------



Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure 13. 2-1 Title 低圧地中配電システムのケース・スタディ対象系統 (1998年現在の状況)
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.		



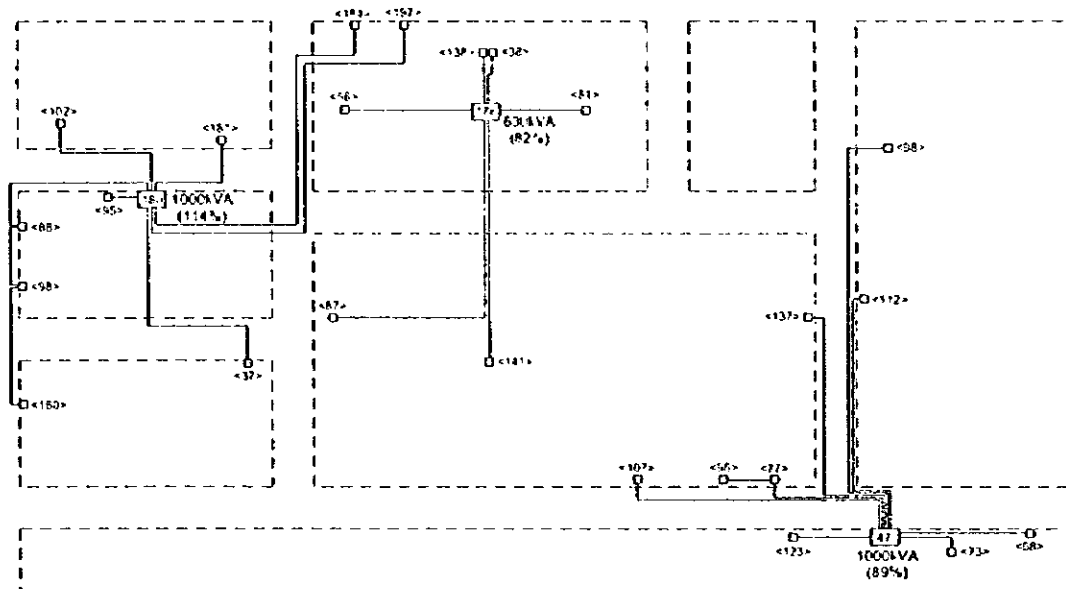
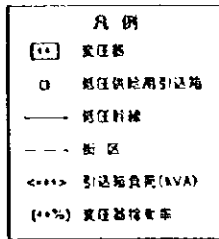


図 132-2 2000年の状況(対策前)

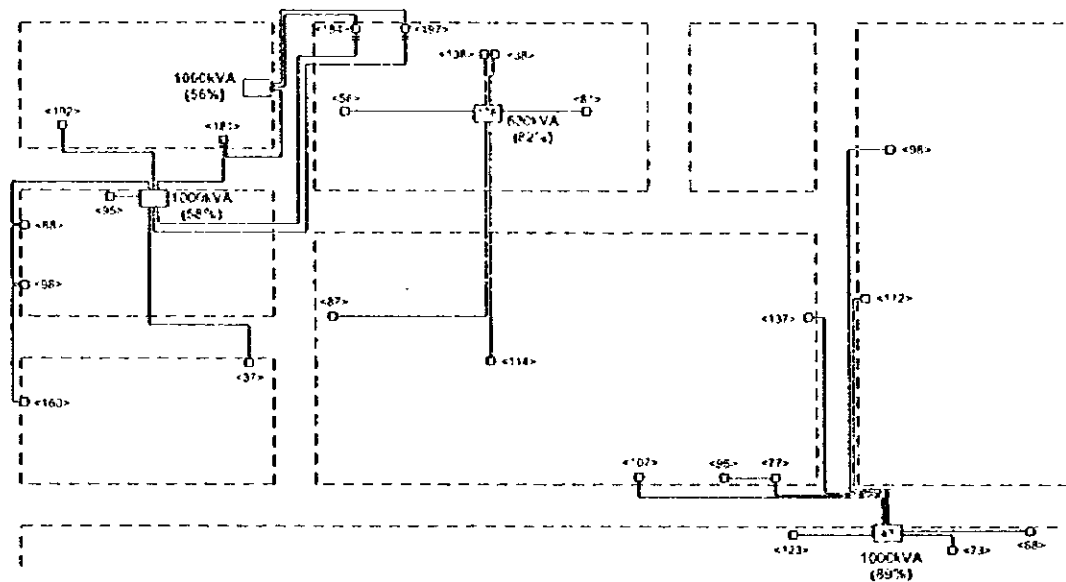


図 132-3 2000年の状況(対策後)

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure No.  Title
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		

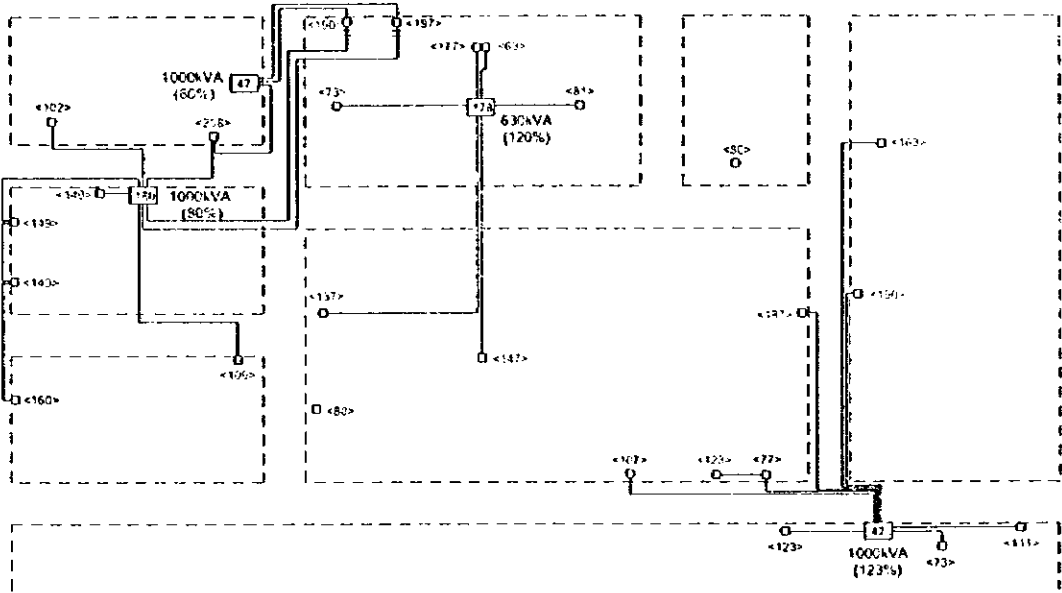
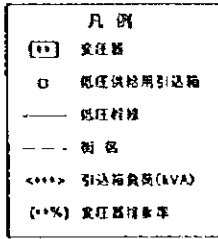


図 13.2-4 2005年の状況(対策前)

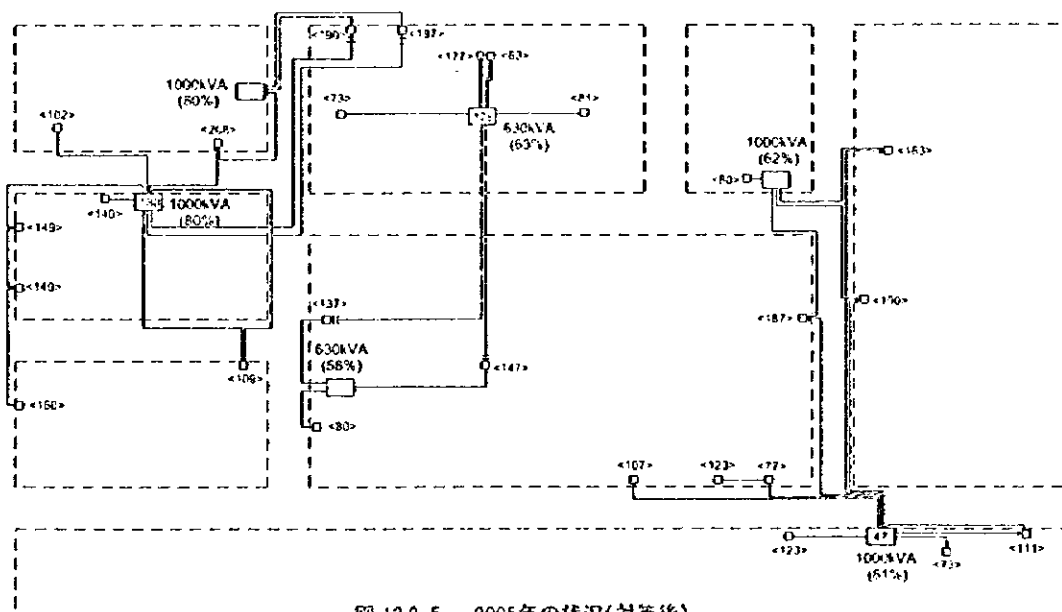


図 13.2-5 2005年の状況(対策後)

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure No.  Title
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		

- 凡例
- 変圧器
  - 低圧供給用引込箱
  - 低圧線路
  - - - 街区
  - <111> 引込箱負荷(kVA)
  - (%) 変圧器利用率

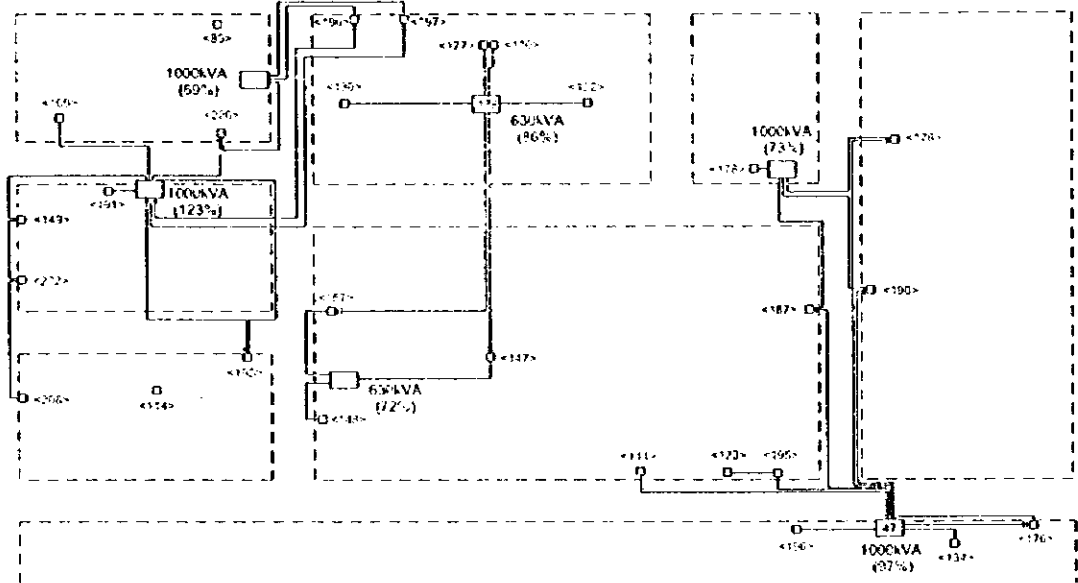


図 132-6 2010年の状況(対策前)

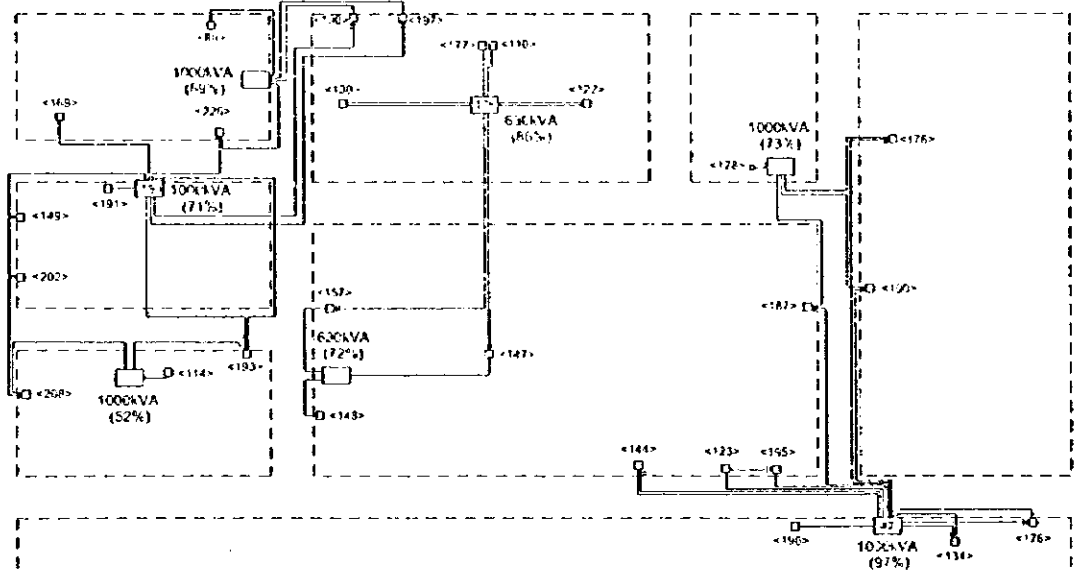


図 132-7 2010年の状況(対策後)

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA)	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Damascus and Damascus Rural Distribution Network	Figure No. Title
	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Services Co., Ltd		

## 付 録

- 付録 13-1 低圧架空配電システムのサンプルにおける設備対策前後のピーク時の損失
- 付録 13-2 モデル系統における変圧器容量と損失および工事費を含んだ年経費
- 付録 13-3 モデル系統における需要密度と適用変圧器容量別の年経費一覧(郊外架空線)
- 付録 13-4 モデル系統における需要密度と適用変圧器容量別の年経費一覧(市内地中線)



付録13-1 低圧架空配電系統のサンプルにおける設備対策前後のピーク時の損失

SS番号	容量 (kVA)	フィーダー 標番号	フィーダー 子番号	1998年			2000年			2005年			2010年		
				送りに電圧 (kV)	送りに電圧 (kV)	損失 (kW)	送りに電圧 (kV)	送りに電圧 (kV)	損失 (kW)	送りに電圧 (kV)	送りに電圧 (kV)	損失 (kW)	送りに電圧 (kV)	送りに電圧 (kV)	損失 (kW)
8	8	1	1	183.2	6.75	211.3	8.08	129.8	2.38	191.5	5.17	283	11.22	68.2	0.13
8	8													126.7	1.22
8	8	2	2											73.1	0.87
8	8	2	1	137.6	2.95	156.6	3.92	156.6	3.92	234	8.54	197.4	2.85	83.8	0.19
8	8													113.6	0.04
8	8	2	2								100	1.55	147.4	3.35	0.02
8	8													114.1	1.86
8	8	3	1	45	0.88	51.9	1.18	51.9	0.16	76.5	0.35	112.8	0.76	112.8	0.76
8	8	4	1	176.1	8.09	204.3	10.84	112.1	4	165.5	8.72	243.6	18.88	165.7	2.6
8	8													113.6	2.7
8	8													75.9	0.4
8	8	2	2											100.5	1.73
8	8	3	3											100.5	1.73
8	8													187.6	1.23
8	8	5	1	93.4	0.82	107.8	1.09	107.8	1.09	158.8	2.38	234.1	5.17	122.6	0.71
				635.3	19.49	733.9	26.01	733.9	12.45	1012.3	21.48	1491.4	46.56	1491.5	16.26
														1491.5	1.16
10	10	1	1	133.8	11.92	154.2	15.83	154.2	5.69	227.4	12.37	311.7	1.74	135.3	1.6
10	10													53.6	0.09
10	10													57.7	0.12
10	10													113.6	1.86
10	10	2	1	161.7	6.34	186.7	8.45	186.7	8.45	273.5	14.13	253.4	5.89	182.4	2.95
10	10													172.6	2.34
10	10													5.88	1.56
10	10	3	1	234.1	18.23	259.3	24.41	259.3	0.16	65.4	0.35	96.3	0.75	87.1	0.21
10	10	3	2											96.3	0.75
10	10	3	3											96.3	0.75
10	10													157.6	1.4
10	10	4	4											214.1	3.4
10	10													97.8	0.32
10	10	4	1	298	36.61	343.9	48.75	343.9	7.44	226.6	16.22	52.3	0.14	116.3	1.52
10	10													77.1	0.31
10	10	2	2											109.4	2.15
10	10													160.1	4.47
10	10													64	0.21
10	10													128	1.54
10	10													173.8	3.59
10	10													195.3	5.09
10	10	5	1	120.7	1.66	139.6	2.22	139.6	2.22	205.9	4.84	303.3	5.89	303.3	5.89
				938.3	74.76	1083.7	99.66	1083.7	36.45	1599.3	75.1	2356.4	62.26	2356.3	34.14
														2356.3	34.14
8	400													2.08	1.47
8	400													3.6564	2.1316
8	400													7.9524	2.1316
400														1.1236	2.3104
400														7.0756	2.0696
400														3.4506	3.4506
														1491.5	12.7226
10	630													1.6%	0.9%
10	630													3.6864	2.56
10	630													1.9044	2.56
630														1.1236	1.9924
630														2.43679258	1.9924
														2.71845318	2.3716
														2556.4	24.3041302
														197.3	1.5%
合計														3447.8	2.59%

低圧ファイダの損失

変圧器の損失

付録13-2 モデル系統における変圧器容量と損失および工事費を含んだ年経費

力率	PF			0.90
変圧器容量	C	kVA		400.00
変圧器稼働率	U	%		100.00
モデルエリアの需要	P	kW		700,000.00
モデルエリアの面積	A	km <sup>2</sup>		10.00
変圧器1台あたりの低圧線引出数	F			3.00
低圧線の電圧	V	V		380.00
低圧線の抵抗値	R	Ω/km		0.29557
定格電流時変圧器損失	TRLossRated	kW		4.00
中圧線の工事単価(年経費)	MVCost	US\$/km		1,645
変圧器の工事単価(年経費)	TRCost	US\$		1849.5
低圧線の工事単価(年経費)	LVCost	US\$/km		1,439
kWhロス		US\$/kWh		0.06
年間損失の割合				0.42
I				
変圧器の抵抗値	RT	Ω	$TRLossRated * 1000 / (C * (U/100) * 1000 / \sqrt{3} * V)^2$	0.01
需要密度	D	kW/km <sup>2</sup>	P/A	70,000.00
変圧器1台あたりの面積	S	km <sup>2</sup>	A/N	0.01
低圧線1本の長さ	L	km	$\sqrt{S}$	0.07
低圧線1本の電流	I	A	$(C * (U/100)) * 1000 / F / (\sqrt{3} * V)$	202.58
低圧線1本の損失	LVLoss	kW	$\sqrt{S} * R * I^2 / 1000$	0.87
変圧器1台の損失	TRLoss	kW	$RT * (F * I)^2 / 1000$	4.00
モデルエリア内の中圧線の距離		km	$\sqrt{S} * N$	139.44
モデルエリア内の変圧器の台数	N		$P / ((C * (U/100)) * PF)$	1,944.44
モデルエリア内の低圧線の距離		km	$\sqrt{S} * F * N$	418.33
モデルエリア内の変圧器の損失		kW	TRLoss * N	7,777.78
モデルエリア内の変圧器の損失率				0.01
モデルエリア内の低圧線の損失		kW	LVLoss * F * N	5,074.19
モデルエリア内の低圧線の損失率				0.01
モデルエリア内の中圧線の工事費(年経費)		US\$		229,384.29
モデルエリア内の変圧器の工事費(年経費)		US\$		3,596,250.00
モデルエリア内の低圧線の工事費(年経費)		US\$		602,060.56
モデルエリア内の変圧器の損失費(年間)		US\$		1,848,593.60
モデルエリア内の低圧線の損失費(年間)		US\$		1,206,015.38
年経費の合計		US\$		7,482,303.83

付録13-3 モデル系統における需要密度と適用変圧器容量別の年経費一覧（郊外地区架空線系統）  
 （全設備経費と損失費の合計で評価）

1.条件：郊外地区架空線系統

力率	0.90	PF
変圧器稼働率	100.00	P
モデルエリアの面積	10.00 km <sup>2</sup>	A
低圧線の電圧	380.00 V	V
低圧線の抵抗値	0.29557 Ω/km	R
中圧線の工事単価	1,645 US\$/km/Y	MVCost
低圧線の工事単価	1,439 US\$/km/Y	LVCost
kWhロス	0.06160 US\$	
年間損失の割合	0.42	

2.結果

(単位: US\$/Year)

需要密度 (MW/km <sup>2</sup> )	柱上設置可能な箇所				地上設置型を採用する箇所				
	50 kVA	100 kVA	200 kVA	400 kVA	200 kVA	400 kVA	630 kVA	1,000 kVA	1,600 kVA
0.01	18,297	16,854	19,161	25,130	19,901	25,345	29,624	37,493	45,336
0.30	145,513	120,946	125,900	156,718	148,105	163,158	181,558	223,028	266,572
0.60	238,246	191,563	193,064	235,302	237,474	248,182	270,596	328,070	390,070
0.70	266,926	212,975	212,969	258,194	264,781	273,221	296,364	358,097	425,189
1.00	349,207	273,626	268,503	321,307	342,520	342,773	367,080	439,776	520,356
2.00	602,051	455,364	429,770	499,961	577,803	542,894	565,241	664,142	779,497
4.00	1,067,825	780,781	707,886	798,180	1,003,953	884,047	891,593	1,023,649	1,189,582
5.00	1,291,363	934,575	836,542	933,452	1,206,625	1,040,785	1,038,383	1,182,505	1,369,284
10.00	2,367,253	1,663,683	1,433,297	1,547,922	2,173,464	1,762,589	1,699,050	1,883,339	2,154,475
60.00	12,356,538	8,220,906	6,544,408	6,553,330	10,985,408	7,841,330	6,956,639	7,171,286	7,920,180
70.00	14,305,686	9,485,993	7,512,425	7,482,304	12,693,592	8,984,970	7,922,770	8,119,990	8,941,282
100.00	20,115,539	13,245,051	10,374,645	10,213,579	17,776,312	12,360,245	10,755,274	10,882,074	11,902,695
110.00	22,042,883	14,489,257	11,318,398	11,110,274	19,460,231	13,471,608	11,683,185	11,782,037	12,864,692



付録13-4 モデル系統における需要密度と適用変圧器容量別の年経費一覧 (市内地中線系統)  
(全設備経費と損失費の合計で評価)

1.条件 : 市内地中線系統

力率	0.90	PF
変圧器稼働率	100.00	P
モデルエリアの面積	10.00 km <sup>2</sup>	A
低圧線の電圧	380.00 V	V
低圧線の抵抗値	0.18671 Ω/km	R
中圧線の工事単価	3,403 US\$/km/Y	MVCost
低圧線の工事単価	3,067 US\$/km/Y	LVCost
kWhロス	0.06460 US\$	
年間損失の割合	0.42	

2.結果

(単位:US\$/Year)

需要密度 (MW/km <sup>2</sup> )	柱上設置可能な箇所				地上設置型を採用する箇所				
	50 kVA	100 kVA	200 kVA	400 kVA	200 kVA	400 kVA	630 kVA	1,000 kVA	1,600 kVA
1.00	501,791	366,588	358,527	378,913	432,544	400,380	435,559	488,485	591,612
2.00	817,837	586,833	557,084	581,429	705,117	624,362	662,084	733,027	880,269
3.00	1,103,324	783,000	729,322	754,923	951,372	819,323	854,219	937,434	1,119,082
4.00	1,372,992	966,705	887,935	913,394	1,184,002	999,261	1,028,551	1,121,065	1,332,094
10.00	2,849,765	1,957,655	1,717,980	1,730,091	2,458,146	1,944,758	1,915,599	2,037,368	2,379,807
20.00	5,112,154	3,452,532	2,930,087	2,902,364	4,410,420	3,331,697	3,170,176	3,303,320	3,801,585
30.00	7,277,906	4,871,271	4,058,966	3,982,861	6,279,466	4,626,861	4,315,998	4,442,356	5,065,743
40.00	9,393,634	6,250,597	5,144,763	5,015,853	8,105,429	5,874,519	5,405,525	5,515,694	6,248,311
50.00	11,477,394	7,604,737	6,203,028	6,018,485	9,903,861	7,091,818	6,459,076	6,547,049	7,378,739
60.00	13,538,447	8,940,986	7,241,736	6,999,552	11,682,736	8,287,552	7,487,072	7,548,580	8,472,130
70.00	15,582,293	10,263,679	8,265,625	7,964,278	13,446,791	9,466,945	8,495,704	8,527,514	9,537,456
80.00	17,612,516	11,575,638	9,277,781	8,916,067	15,199,114	10,633,400	9,489,005	9,488,557	10,580,563
100.00	21,641,377	14,174,671	11,274,891	10,789,648	18,676,557	12,936,315	11,440,061	11,369,159	12,615,258







JICA